Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Análise da Estabilidade de uma Rede de Teste

Jorge Miguel Ventura Faria

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa

Junho 2013

Resumo

Na presente dissertação, estuda-se a análise da estabilidade transitória de um Sistema Elétrico de Energia.

O principal objetivo da dissertação consistiu no estudo e análise das potencialidades do *software* de simulação "PSS©E University 33" numa rede de teste.

Com base na rede de teste escolhida, foram simulados uma sequência de eventos numa dada localização da rede, considerando diferentes instantes para a remoção desses defeitos, sendo posteriormente realizado o traçado de algumas curvas, tais como a evolução do ângulo rotórico das várias máquinas e a evolução da tensão nos diferentes barramentos, para as diferentes situações de defeito estudadas. Considerando diferentes tempos de atuação e margens de estabilidade transitória, é possível determinar o tempo crítico de atuação das proteções.

Após a obtenção dos resultados, foi realizada uma análise crítica dos estudos efetuados.

Palavras-chave: ângulo rotórico, estabilidade transitória, *PSS©E*, Sistema Elétrico de Energia, tempo crítico, tempo de atuação.

Abstract

The aim of this thesis is to perform a transient stability analysis of an Electrical Power System.

The main objective consists in the study and analysis of the software "PSS©E University 33" capabilities in a network test.

Based on the chosen network test, a sequence of events in a given location of the network were simulated, considering different clearing times in order to draw several graphics like the behavior of the machines' rotor angle and the voltage in the different buses for all the fault situations analyzed. Based on the clearing time as well as the transient stability margin, it is possible to find out the critical clearing time.

After obtaining the results, a critical analysis was realized and is presented.

Keywords: *clearing time, critical time, Electrical Power System, PSS©E, rotor angle, transient stability.*

Agradecimentos

A realização desta tese de mestrado não teria sido possível sem o apoio de pessoas que sempre me ajudaram e estiveram comigo, nos bons e nos maus momentos.

Agradeço ao meu orientador da tese, o Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa, por me ter dado a oportunidade de trabalhar num tema no qual sempre demonstrei ter grande interesse. A sua experiência, profissionalismo, prontidão, disponibilidade e simpatia foram muito importantes para a realização deste trabalho. Agradeço ainda à Professora Maria Helena Vasconcelos e ao Professor Carlos Moreira pelas dicas e conselhos dados.

Mostro a minha gratidão a todos os meus amigos e colegas que conheci desde o primeiro dia em que frequentei esta Faculdade. Sem o seu contributo, o meu sucesso académico certamente não teria sido o mesmo. Destaco os meus grandes companheiros Hugo Carneiro e Duarte Neves pelas longas horas de estudo para os exames, bem como o Rui Alves, o José Rui Ferreira e o Hugo Pedreira, cuja ajuda em vários trabalhos académicos foi de valor incalculável. Juntos, partilhamos também grandes momentos de diversão e descontração que nunca mais irei esquecer!

Agradeço à minha família, sobretudo os meus pais e à minha irmã, que tiveram um papel importantíssimo, pois proporcionaram-me as condições necessárias para ter o tão ambicionado sucesso. Sem o vosso carinho e apoio, não teria chegado tão longe!

A todos, um muito obrigado!

Índice

Lista de figuras

Lista de tabelas

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

CCT	*Critical Clearing Time*
IEEE	*Institute of Electrical and Electronics Engineers*
PSS©E	*Power System Simulator for Engineering*
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SI	Sistema Internacional
TSO	*Transmission System Operator*

Lista de símbolos

J	Momento de inércia
θ	Ângulo no movimento de rotação
t	Tempo
T	Binário
T_e	Binário eletromagnético
ω_{sm}	Velocidade de sincronismo
T_m	Binário mecânico
T_a	Binário acelerador
θ_m	Deslocamento angular do rotor
δ_m	Posição inicial do ângulo rotórico
ω_m	Velocidade angular do rotor
M	Momento angular
P_m	Potência mecânica
P_e	Potência elétrica
δ	Ângulo de potência elétrico
p	Número de pólos
W_k	Energia cinética no alternador k
S_b	Potência (aparente) de base

H	Constante de inércia
f_0	Frequência nominal
p.u.	Sistema por unidade
D	Coeficiente de amortecimento
[Y]	Matriz das admitâncias nodais
V_{ger}	Tensão aos terminais do gerador
V_{ref}	Tensão de referência
ε ou V_{ERR}	Erro de tensão
Z_t	Impedância de transferência
P_{sync}	Potência sincronizante
P_a	Potência aceleradora
V	Tensão
E	Força eletromotriz da máquina
X''_d	Reatância subtransitória no eixo direto (modelo GENROE e GENSAE)
X'_d	Reatância transitória no eixo direto (modelo GENROE e GENSAE)
X''_q	Reatância subtransitória no eixo em quadratura (modelo GENROE e GENSAE)
X'_q	Reatância transitória no eixo em quadratura (modelo GENROE)
T'_{d0}	Constante de tempo transitória no eixo direto (modelo GENROE e GENSAE)
T''_{d0}	Constante de tempo subtransitória no eixo direto (modelo GENROE e GENSAE)
T'_{q0}	Constante de tempo transitória no eixo em quadratura (modelo GENROE e GENSAE)
T''_{q0}	Constante de tempo subtransitória no eixo em quadratura (modelo GENROE)
Ψ_d	Enrolamento amortecedor no eixo direto (modelo GENROE e GENSAE)
Ψ_q	Enrolamento amortecedor no eixo em quadratura (modelo GENROE e GENSAE)
I_d	Corrente estatórica no eixo direto (modelo GENROE e GENSAE)
I_q	Corrente estatórica no eixo em quadratura (modelo GENROE e GENSAE)
E_c	Tensão aos terminais do gerador
T_R, T_A	Constantes de tempo (modelo IEEET1)
V_F	Tensão estabilizadora (modelo IEEET1)
K_A	Ganho (modelo IEEET1)
$V_{R,MÁX}$	Tensão máxima admissível à saída do bloco de regulação (modelo IEEET1)
$V_{R,MIN}$	Tensão mínima admissível à saída do bloco de regulação (modelo IEEET1)
V_R	Tensão à saída do regulador (modelo IEEET1)
$S_e\,(E_{FD})$	Fator de saturação (modelo IEEET1)
R	Estatismo (constante de regulação) ou inclinação permanente (*permanent droop*, modelo HYGOV)
T_1, T_2, T_3	Constantes de tempo (modelo TGOV1)
V_{MIN}	Posição mínima das válvulas de admissão da turbina (modelo TGOV1)
V_{MAX}	Posição máxima das válvulas de admissão da turbina (modelo TGOV1)
P_{MECH}	Potência mecânica fornecida pela turbina (modelo TGOV1)
D_t	Amortecimento da turbina (modelo TGOV1)
$\Delta\omega$	Desvio de velocidade (modelo TGOV1)
n_{ref}	Velocidade de referência (modelo HYGOV)

SPEED Desvio de velocidade do gerador (modelo HYGOV)
r Inclinação temporária (modelo HYGOV)
T_r Constante de tempo do regulador (modelo HYGOV)
T_f Constante de tempo do bloco de filtragem (modelo HYGOV)
T_g Constante de tempo do motor auxiliar (modelo HYGOV)
D_{turb} Amortecimento da turbina (modelo HYGOV)
T_f Constante de tempo do bloco de filtragem (modelo HYGOV)
T_f Constante de tempo do bloco de filtragem (modelo HYGOV)
c Posição desejada para a abertura da válvula (modelo HYGOV)
g Posição efetiva da abertura da válvula (modelo HYGOV)
V_e Tensão na emissão
I_e Corrente na emissão
V_r Tensão na receção
I_r Corrente na receção
R_L Resistência em série
X_L Reatância em série
Y_T Admitância em derivação
G_T Condutância
B_T Suscetância
V_p Tensão no lado primário
I_p Corrente no lado primário
V_s Tensão no lado secundário
I_s Corrente no lado secundário
R_T Resistência total do transformador
X_T Reatância total do transformador (reatância de fugas)
Y_{Li} Admitância da carga localizada no nó i
G_{Li} Condutância da carga localizada no nó i
B_{Li} Suscetância da carga localizada no nó i
P_{Li} Potência ativa da carga localizada no nó i
Q_{Li} Potência reativa da carga localizada no nó i
V_i Tensão no nó i
.sav Ficheiro “PSS©E” (criação do caso de estudo)
.dyr Ficheiro “PSS©E” (dados dinâmicos)
.out Ficheiro “PSS©E” (*Channel Output*)
Δt Passo
S_L Potência aparente de carga

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Considerações gerais

As sociedades mais evoluídas encontram-se cada vez mais dependentes da energia elétrica. Não é assim de estranhar que os Sistemas Elétricos de Energia (SEE) assumam uma tendência para se tornarem cada vez mais complexos. Os consumidores são cada vez mais exigentes pelo que devem ser alimentados com uma elevada continuidade e qualidade de serviço.

Um dos aspetos fundamentais para assegurar uma grande eficiência, é garantir que um SEE assegure a capacidade de alimentar as cargas de uma forma contínua, com qualidade e ininterrupta, com as características de tensão e de frequência contratualizadas e previstas no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS). O operador da rede de transmissão (ou TSO – *Transmission System Operator* na literatura anglo-saxónica) deve monitorizar a tensão e frequência para que estas grandezas se encontrem dentro dos limites regulamentares e assegurar que os equipamentos dos consumidores funcionem satisfatoriamente [1].

De uma forma esquemática, a classificação da estabilidade de um SEE pode ser feita de acordo com a Figura 1.1.
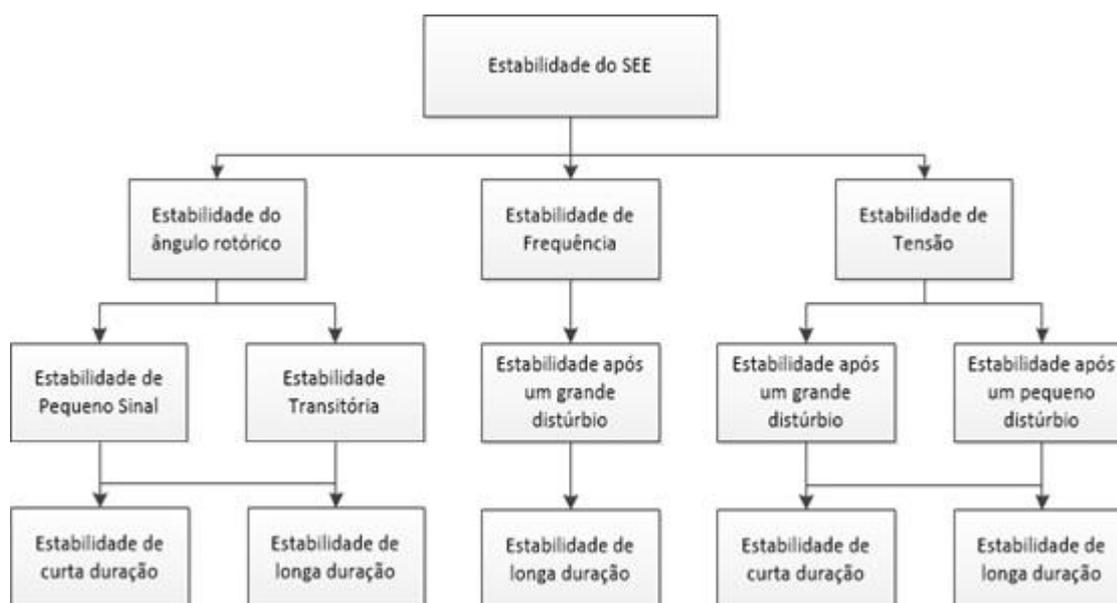
Figura 1.1 - Classificação da estabilidade de um SEE (adaptado de [2])

Existem várias questões a ter em consideração na exploração de um SEE. Nesta dissertação, será estudada e analisada a estabilidade transitória das máquinas síncronas que fazem parte do sistema. Sabe-se que em condições normais de funcionamento e exploração, as máquinas encontram-se em sincronismo, assegurado por forças eletromagnéticas. O regime estacionário é caracterizado pelo equilíbrio do sistema, entre a potência mecânica fornecida pelas máquinas motrizes e a potência elétrica consumida (acrescida das perdas), assegurando-se assim que o rotor roda a velocidade constante [3]. O grande problema que se coloca é que na ocorrência de um defeito de grande amplitude, as forças de sincronismo não serão suficientemente fortes para que as máquinas continuem a funcionar sincronizadamente.

Quando ocorre uma perturbação que altera o equilíbrio do sistema, há lugar a um regime transitório, em que o ângulo e a velocidade angular do rotor experimentam oscilações. Se o sistema for suficientemente robusto e estável, essas oscilações serão fortemente amortecidas, mas se a amplitude da oscilação for tal que o ângulo rotórico da máquina exceda um dado valor crítico, esta perderá o sincronismo e terá que ser desligada da rede por intermédio das proteções. O problema da estabilidade encontra-se relacionado com o comportamento apresentado pelas máquinas síncronas quando ocorre um distúrbio no sistema. Assim, com base no que foi referido, podemos definir estabilidade de um SEE como a capacidade de o sistema voltar a uma forma estável de funcionamento, após a ocorrência de um incidente [3], ou, por outras palavras, a capacidade de as máquinas permanecerem em sincronismo após a ocorrência de um distúrbio.

Existem outros autores que dividem os estudos de estabilidade em três tipos - estabilidade estacionária, estabilidade transitória e estabilidade de longo termo [4]. A estabilidade estacionária refere-se à capacidade do sistema readquirir o sincronismo após a ocorrência de distúrbios pequenos e/ou de curta duração. A estabilidade transitória analisa os

defeitos de maior duração e de grande amplitude, sendo que o seu estudo é fundamental para assegurar que o sistema resiste aos fenómenos transitórios que se seguem após a ocorrência de um distúrbio severo. No que diz respeito à estabilidade de longo termo, o estudo incide no comportamento dinâmico do sistema durante períodos de grande duração, após a ocorrência de pequenas perturbações [5].

Normalmente, os estudos de estabilidade são feitos considerando a ocorrência de curto-circuitos trifásicos simétrico e, consequente, saída de serviço da linha, uma vez que, embora este tipo de defeito seja muito raro, é o mais severo. O efeito dos curto-circuitos assume grande relevância em estudos de estabilidade transitória, para diferentes níveis de carga e configurações da rede. Por exemplo, durante o defeito, os alternadores que se encontram mais próximos do local onde ocorreu a falha, podem sofrer uma redução da potência produzida brutal, enquanto os alternadores mais afastados não são afetados (ou são afetados minimamente).

1.2 - Objetivo da dissertação

O trabalho desenvolvido ao longo da presente dissertação apresenta três grandes objetivos:

- Realização de uma pesquisa bibliográfica de modo a perceber a temática e as questões fulcrais acerca da estabilidade transitória de um Sistema Elétrico de Energia (SEE);
- Análise e investigação do *software* de simulação "PSS©E University 33", para perceber as suas potencialidades em estudos envolvendo simulações dinâmicas, bem como desenvolver uma metodologia de trabalho adequada;
- Inserção no *software* referido dos dados referentes a uma rede de teste selecionada, para a obtenção de algumas curvas e respetiva análise crítica.

1.3 - Estrutura da dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em cinco capítulos.

Inicialmente serão apresentadas três listas: lista de figuras, lista de tabelas e lista de abreviaturas e símbolos, sendo precedidas dos Agradecimentos, do Resumo/*Abstract* e do Índice.

No presente capítulo (Capítulo 1), encontra-se uma introdução, onde são apresentadas as motivações para a realização da tese, algumas considerações gerais, bem como a estrutura deste documento.

No Capítulo 2, é feito o Estado-da-Arte, onde é explicada/deduzida a equação do movimento de uma máquina síncrona, descritas as principais etapas para o estudo e análise

da estabilidade transitória num SEE e abordado o princípio de funcionamento dos reguladores de tensão e de velocidade.

O Capítulo 3 é dedicado ao *software* informático utilizado. É feita uma breve descrição das suas potencialidades, apresentados os modelos adotados para a representação dos diversos elementos que constituem a rede de teste, bem como uma possível metodologia de trabalho.

No Capítulo 4 é apresentada a rede de estudo, as curvas mais relevantes, bem como uma análise crítica aos resultados obtidos.

No Capítulo 5 é feita uma análise do trabalho realizado, e são apresentadas algumas sugestões para trabalhos futuros.

Completa o trabalho as referências bibliográficas, que consiste numa lista dos artigos e livros utilizados nesta dissertação.

Por fim, nos Anexos (A e B), encontra-se a rede de teste utilizada, as características dos diversos componentes que a constituem, as condições pré-defeito adotadas, bem como uma explicação detalhada da metodologia de trabalho adotada na dissertação.

Capítulo 2

A estabilidade em Sistemas Elétricos de Energia

2.1 - A equação de movimento de uma máquina síncrona

Em condições normais de funcionamento de um alternador síncrono, a posição relativa entre o eixo rotórico e o eixo do campo magnético resultante é fixo, sendo o ângulo que os separa designado de ângulo de potência. Durante um distúrbio, o rotor acelera ou desacelera, em relação a uma dada referência de sincronismo, sendo esse movimento relativo descrito com base na equação do movimento de uma máquina síncrona (*swing equation*).

A equação fundamental da Dinâmica para corpos animados de movimento de rotação em torno de um eixo é [1]:

$$J * \frac{\partial^2 \theta}{\partial t^2} = T \tag{2.1}$$

onde J é o momento de inércia do conjunto alternador/turbina em relação ao eixo de rotação (expresso em $kg.m^2$), θ o ângulo descrito no movimento de rotação (em rad) e T o somatório dos binários que atuam no sistema. A unidade do Sistema Internacional (SI) de binário é N.m.

Um gerador síncrono desenvolve um binário eletromagnético T_e, rodando a uma velocidade de sincronismo ω_{sm}. Em regime estacionário (e desprezando as perdas), o binário mecânico T_m é igual a T_e. Na ocorrência de um distúrbio, o rotor acelera ou desacelera, pelo que a máquina deixa de estar em regime estacionário. O rotor adquire um binário acelerador T_a, igual à diferença entre T_m e T_e:

$$T_a = T_m - T_e \tag{2.2}$$

Combinando as equações (2.1) e (2.2), substituindo θ por θ_m e T por T_a, vem que:

$$J * \frac{\partial^2 \theta_m}{\partial t^2} = T_m - T_e = T_a \tag{2.3}$$

onde θ_mé o deslocamento angular do rotor face a um eixo de referência estacionária no

estator.

Se δ_m representar a posição inicial do ângulo elétrico rotórico antes do distúrbio, a velocidade do rotor será dada por [5]:

$$\theta_m = \omega_{sm} * t + \delta_m \tag{2.4}$$

Como δ_m é independente do tempo, derivando duas vezes a equação (2.4) em ordem ao tempo:

$$\frac{\partial^2 \theta_m}{\partial t^2} = \frac{\partial^2 \delta_m}{\partial t^2} \tag{2.5}$$

Assim:

$$J * \frac{\partial^2 \delta_m}{\partial t^2} = T_m - T_e \tag{2.6}$$

Multiplicando ambos os membros da equação (2.6) por ω_m (velocidade angular do rotor), resulta que:

$$J * \omega_m * \frac{\partial^2 \delta_m}{\partial t^2} = T_m * \omega_m - T_e * \omega_m \tag{2.7}$$

O produto entre o binário e a velocidade angular é uma potência (a unidade SI é o *watt*), e o produto entre o momento de inércia e a velocidade angular é um momento angular M (expresso em J.s/rad no SI). Portanto, reescrevendo (2.7):

$$M * \frac{\partial^2 \delta_m}{\partial t^2} = P_m - P_e \tag{2.8}$$

Para estudos de estabilidade, é, contudo, mais conveniente escrever a equação (2.8) em função do ângulo de potência elétrico δ. Do estudo das Máquinas Elétricas, se p representar o número de polos de uma maquina síncrona, δ e δ_m relacionam-se do seguinte modo [4]:

$$\delta = \frac{p}{2} * \delta_m \tag{2.9}$$

Portanto:

$$\frac{2}{p} * M * \frac{\partial^2 \delta}{\partial t^2} = P_m - P_e \tag{2.10}$$

A energia cinética armazenada num alternador W_k define-se da seguinte forma:

$$W_k = \frac{1}{2} * J * \omega_m^2 = \frac{1}{2} * M * \omega_m \tag{2.11}$$

Resolvendo a equação anterior em ordem a M:

$$M = \frac{2 * W_k}{\omega_m} \tag{2.12}$$

A velocidade da máquina é muito semelhante à velocidade de sincronismo, a não ser quando o limite da estabilidade seja perdido, pelo que é aceitável considerar M constante:

$$M = \frac{2 * W_k}{\omega_{sm}} \tag{2.13}$$

Combinando (2.10) com (2.12) e convertendo para o sistema por unidade (p.u.) com uma potência de base S_b (por conveniência igual à potência aparente da máquina):

$$\frac{2}{p} * \frac{2 * W_k}{\omega_{sm} * S_b} * \frac{\partial^2 \delta}{\partial t^2} = \frac{P_m - P_e}{S_b} \tag{2.14}$$

Definindo a constante de inércia H como o quociente entre W_k e S_b (expresso em MJ/MVA no SI), relacionando ω_{sm} com ω_m ($\omega_{sm} = 2 * \omega_m / p$) [4] e $\omega_m = 2\pi f_0$, a equação (2.14) pode ser reescrita:

$$\frac{H}{\pi * f_0} * \frac{\partial^2 \delta}{\partial t^2} = P_{m(p.u.)} - P_{e(p.u.)} \tag{2.15}$$

Como no sistema p.u., $M = H/(\pi * f_0)$, então:

$$M * \frac{\partial^2 \delta}{\partial t^2} = P_{a(p.u.)} \tag{2.16}$$

Para incluir o efeito do amortecimento, a equação (2.16) pode ser ligeiramente alterada:

$$M * \frac{\partial^2 \delta}{\partial t^2} + D * \frac{\partial \delta_m}{\partial t} = P_{a(p.u.)} \tag{2.17}$$

onde D é o coeficiente de amortecimento (expresso em MW/(rad/s) ou J/rad).

2.2 - Modelo multi-máquina para análise da estabilidade transitória de um Sistema Elétrico de Energia

No presente subcapítulo, será apresentado um modelo de análise transitória de um sistema envolvendo múltiplas máquinas localizadas em diferentes barramentos. Não irá ser feita uma dedução muito exaustiva deste modelo, sendo o objetivo do estudo mostrar as etapas fundamentais para a resolução de problemas desta natureza.

Um dos métodos utilizados para a análise transitória de um sistema multi-máquina de energia de dimensão industrial é a solução no domínio do tempo através da resolução da equação de movimento (2.17) para cada máquina, representada no subcapítulo anterior. Em seguida será apresentada o modelo clássico, que funciona como um excelente ponto de partida.

O modelo clássico pressupõe as seguintes aproximações [3]: potência mecânica constante, gerador modelado por uma força eletromotriz constante através de uma reatância transitória (desprezo das saliências) e cargas de impedância constante.

Em primeiro lugar, procede-se ao cálculo de um trânsito de potências, de modo a conhecer as condições do sistema antes do aparecimento do defeito (nomeadamente módulo e fase das tensões nos barramentos).

Posteriormente, constrói-se a matriz das admitâncias nodais [Y], que terá de ser modificada para incluir as tensões antes das reatâncias transitórias. No fundo, trata-se da inclusão de nós fictícios internos localizados antes das reatâncias transitórias [5]. Com base

na matriz das admitâncias calculada, é possível obter o valor inicial das forças eletromotrizes transitórias dos geradores.

Pode-se assim dar início a um ciclo que pode ser facilmente programado. O primeiro aspeto a ter em conta é a topologia da rede. Um dado defeito numa linha de transmissão obriga à sua retirada temporária de serviço. Neste caso, verifica-se uma alteração na topologia da rede, o que significa que a matriz das admitâncias previamente calculada terá que ser modificada, para o cálculo das potências dos geradores.

A Figura 2.1 representa um possível fluxograma para análise da estabilidade transitória (modelo clássico).

Figura 2.1 - Fluxograma para análise da estabilidade transitória (modelo clássico) [3].

O modelo clássico apresenta algumas limitações, em virtude das aproximações adotadas. Com efeito, a força eletromotriz transitória não é constante já que os sistemas de excitação dos geradores são extremamente rápidos a atuar, pelo que a hipótese de considerar uma força eletromotriz constante só é válida para simulações até cerca de dois segundos; a potência mecânica não se mantem constante para períodos superiores a cinco segundos; as cargas não são impedâncias constantes, pelo que a sua elasticidade deverá ser considerada.

Um modelo mais completo deverá incluir um sistema de excitação (reguladores de tensão) e um modelo para a turbina da máquina primária (reguladores de turbina). O “PSS©E University 33” permite representar o modelo completo do gerador em regime transitório, conforme se mostrará mais adiante.

2.3 - Reguladores de tensão

Quando se pretende analisar o comportamento das máquinas síncronas em estudos de estabilidade, é essencial que os sistemas de excitação das máquinas síncronas sejam modelados com pormenor suficiente, para representar o desempenho do equipamento de excitação, não só para graves distúrbios mas também para pequenas perturbações. Assim, a ação dos reguladores de tensão é extremamente importante no que diz respeito às condições de estabilidade de um SEE [6].

Num SEE, ocorrem inúmeras variações de tensão, o que naturalmente implicará a necessidade de a controlar. O regulador de tensão compara uma tensão previamente retificada aos terminais do gerador V_{ger} com uma dada tensão de referência V_{ref}. Caso $V_{ger} \neq V_{ref}$, tal implica que existe um erro $\varepsilon = V_{ref} - V_{ger}$, e de acordo com esse erro, a tensão aos terminais do gerador será incrementada (excitação) ou decrementada (dezexcitação).

Em caso de ocorrência de uma perturbação, a excitação do alternador deverá ser aumentada rapidamente, uma vez que a tensão aos terminais do gerador é proporcional à potência sincronizante, e para evitar a perda de sincronismo, essa potência deve ser mais elevada possível.

A Figura 2.2 representa um diagrama de blocos para um possível regulador de tensão.
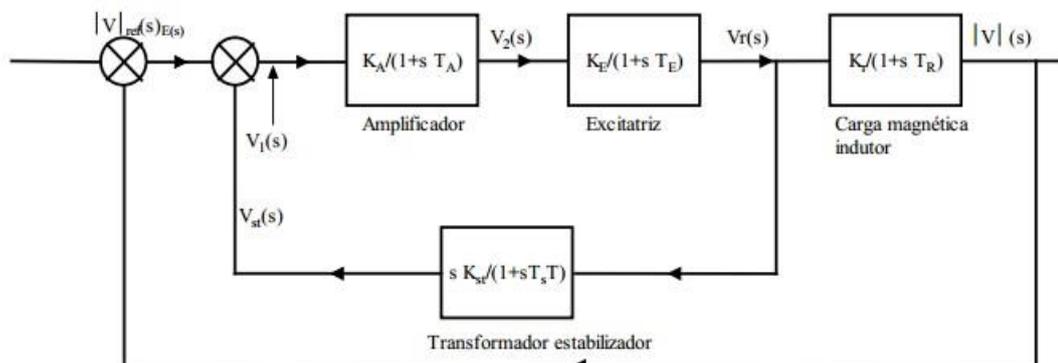
Figura 2.2 - Diagrama de blocos genérico para um sistema de excitação de uma máquina síncrona[1].

2.4 - Reguladores de velocidade da turbina

No atual SEE, os reguladores de velocidade da turbina desempenham um papel muito importante, apresentando uma grande influência ao nível da estabilidade do sistema, oscilações de carga, controlo da potência que circula nas linhas, frequência, bem como outros fenómenos [7].

Um SEE não é um sistema estático, uma vez que o consumo de potência elétrica varia ao longo do dia. Deste modo, para assegurar a alimentação das cargas em tempo real, a potência produzida também terá que variar sempre que necessário, para acompanhar a variação das cargas.

O regulador de velocidade contribui para a manutenção do equilíbrio entre produção e carga, para que a frequência da rede se mantenha no seu valor nominal. Caso a potência gerada seja superior à potência consumida, a velocidade do alternador também aumenta e a frequência aumenta consequentemente. Em caso de défice de produção face ao consumo exigido, a velocidade do alternador diminui e a frequência decresce.

O regulador de velocidade deve apresentar uma curva característica, que ajuste automaticamente a potência mecânica produzida pela turbina de acordo com as variações/flutuações de frequência ocorrida num dado instante.

Na Figura 2.3, é apresentado um diagrama de blocos, mostrando de forma genérica, o princípio de funcionamento de um regulador de velocidade.
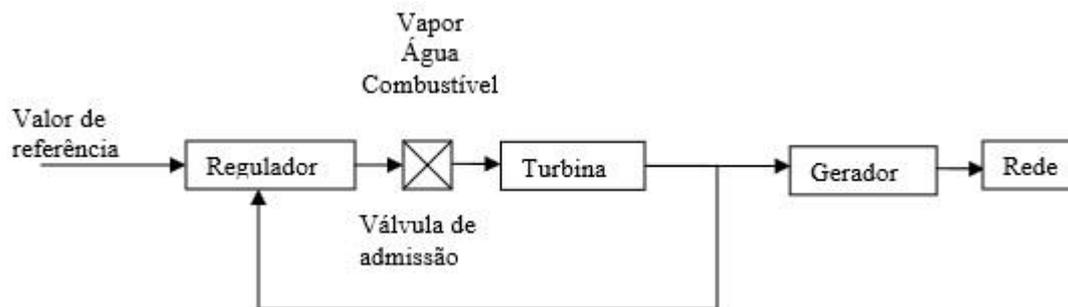
Figura 2.3 - Diagrama de blocos de um regulador de velocidade [8].

2.5 - Formas de melhorar a estabilidade de um Sistema Elétrico de Energia

Para um dado SEE, a melhor forma de melhorar a sua estabilidade consiste na combinação de diferentes métodos escolhidos adequadamente, de modo a manter a estabilidade do sistema na ocorrência de diferentes situações de curto-circuitos. A solução para um dado tipo de defeito pode não ser adequada para a resolução de problemas de outra natureza.

Alguns dos métodos para melhorar a estabilidade transitória consistem em alcançar um, ou vários efeitos seguintes [9]: redução da influência dos distúrbios, minimizando a severidade e duração do defeito e/ou redução do binário acelerador através do controlo da

máquina primária. Os métodos adotados para alcançar os efeitos referidos consistem no aumento da potência sincronizante, que é proporcional à tensão do sistema e à força eletromotriz da máquina e inversamente proporcional à impedância de transferência Z_t:

$$P_{sync} \propto \frac{V*E}{Z_t} = P_{a(p.u.)} \tag{2.18}$$

Pela análise da equação (2.18) verifica-se que aumentar a tensão do sistema ou a força eletromotriz da máquina, bem como reduzir a reatância de transferência são soluções admissíveis. O uso de disjuntores de ação rápida e reengate automático permite que a duração do defeito seja mais curta, aumentando a possibilidade de o sistema permanecer estável após a perturbação.

2.6 - Conclusão

Neste capítulo encontra-se deduzida detalhadamente, a equação de oscilação de uma máquina síncrona, fundamental para a determinação da estabilidade de um SEE.

De seguida, é apresentado um possível modelo simplificado para análise da estabilidade de um SEE. O modelo diz-se simplificado, uma vez que não considera a utilização de reguladores de tensão nem de velocidade, contudo, é possível perceber quais as etapas fundamentais para a realização de um estudo de estabilidade transitória.

É feita uma breve referência aos reguladores de tensão e de velocidade, no que diz respeito aos seus princípios de funcionamento.

Para concluir este capítulo, são descritas algumas formas de melhorar a estabilidade de um SEE.

Capítulo 3

PSS©E

3.1 - Introdução

O *PSS©E* é um *software* informático utilizado à escala global, não só por estudantes universitários de engenharia, mas também por agentes responsáveis pela manutenção das redes de transmissão. Esta ferramenta de simulação é propriedade da Siemens e possui um conjunto de funcionalidades que vão desde estudos de fiabilidade até à capacidade de modelização de componentes que fazem parte da rede, possibilitando um planeamento adequado e a elaboração de estratégias de manutenção aos engenheiros e consequentemente elevados índices de fiabilidade dos sistemas de energia. Este *software* continua em crescente expansão, com sucessivas atualizações e correções de falhas (*bugs*) presentes em versões anteriores, tendo sido já comercializado em mais de 115 países [10].

A primeira versão deste programa foi criada em 1976. Ao longo destes últimos anos, tem havido uma constante preocupação em desenvolver uma interface amigável, facilmente compreensível pelos diversos utilizadores e com técnicas avançadas de análise. Atualmente é considerada a ferramenta de simulação mais avançada a nível de funcionalidades, apresentando uma performance elevada, e dentro da área da energia e gestão de redes elétricas, é o *software* mais vendido.

Na presente dissertação, vai ser dado especial ênfase a duas funcionalidades deste programa: trânsito de potências, para determinar as condições iniciais da rede no período pré-defeito; simulação dinâmica, que consiste na modelização dos componentes da rede de teste (geradores, sistema de excitação e regulador da turbina) para simulação de defeitos em pontos diferentes da rede e traçar as curvas mais relevantes.

Em relação ao trânsito de potências, o “PSS©E” apresenta a possibilidade de escolher entre cinco diferentes métodos (incluindo “Newton-Raphson” e “Gauss-Seidel”) e tem a capacidade de redistribuir automaticamente a geração de potência elétrica em caso de

variação brusca de carga. Já no que diz respeito à simulação dinâmica, o *software* apresenta um algoritmo bastante robusto, com uma biblioteca de modelos de simulação fácil de utilizar, possibilidade de traçar curvas para qualquer grandeza do sistema, definir e automatizar sequências de eventos à escolha do utilizador, bem como interromper e reiniciar a simulação em qualquer instante de tempo.

3.2 - Componentes da rede

Neste ponto, serão apresentados os diversos constituintes do sistema, desde os modelos dos geradores, sistema de excitação e reguladores de velocidade, bem como as linhas de transmissão, transformadores de tensão, cargas e barramentos.

3.2.1 - GENROE

Um dos modelos de um gerador acionado por uma turbina a vapor que será utilizado na presente dissertação é o modelo de rotor cilíndrico GENROE, que representa um gerador de rotor cilíndrico a nível subtransitório [11].

É importante realçar que não foram feitas alterações ao modelo do gerador, uma vez que a sua implementação/modelização é muito completa. Deste modo apenas será necessário introduzir os parâmetros dinâmicos da máquina, que serão detalhados mais adiante.

Na Figura 3.1 encontra-se representado o modelo eletromagnético simplificado do gerador síncrono do rotor cilíndrico no *PSS©E*. Este modelo é simplificado uma vez que não inclui o efeito da saturação magnética, desprezado para facilitar a análise.
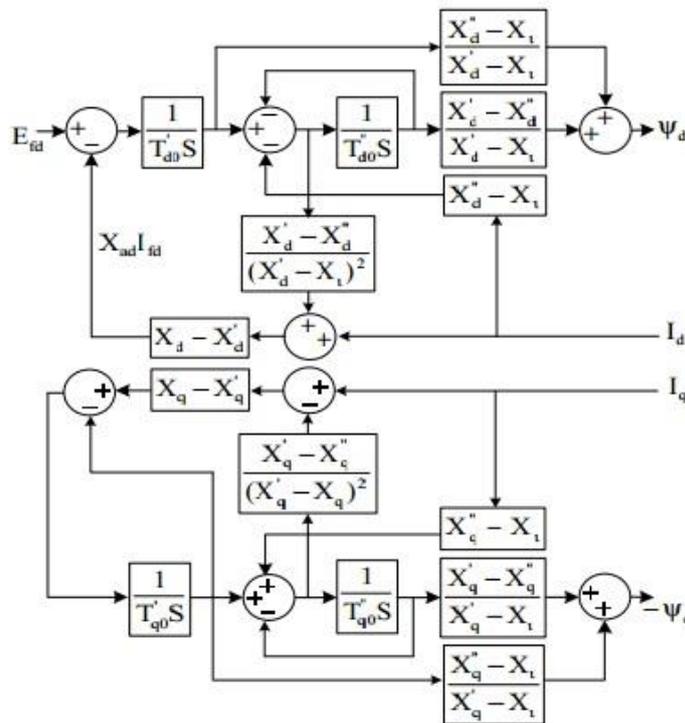
Figura 3.1 - Modelo eletromagnético do modelo GENROE [12].

onde X''_d é a reatância subtransitória no eixo direto, X'_d é a reatância transitória no eixo direto, X''_q é a reatância subtransitória no eixo em quadratura, X'_qé a reatância transitória no eixo em quadratura, T'_{d0} é a constante de tempo transitória no eixo direto, T''_{d0} é a constante de tempo subtransitória no eixo direto, T'_{q0} é a constante de tempo transitória no eixo em quadratura, T''_{q0} é a constante de tempo subtransitória no eixo em quadratura, X_l é a reatância própria do gerador, Ψ_d é o enrolamento amortecedor no eixo direto, Ψ_qé o enrolamento amortecedor no eixo em quadratura, I_d é a corrente estatórica no eixo direto e I_qé a corrente estatórica no eixo em quadratura [13].

A potência elétrica fornecida por um gerador de rotor cilíndrico é dada pela equação (3.1)[1].

$$P_e = \frac{V * E}{X_d} * sen(\delta) \tag{3.1}$$

3.2.2 - GENSAE

Na presente dissertação, também será utilizado um modelo de um gerador de pólos salientes designado GENSAE. O modelo GENSAE representa uma máquina de pólos salientes representado a nível subtransitório.

O GENSAE é utilizado da mesma forma que o modelo GENROE previamente apresentado, com a exceção dos parâmetros T''_{q0} e X'_q, que não são considerados neste modelo[11].

A potência elétrica fornecida por um gerador de pólos salientes é dada pela equação (3.2)[1].

$$P_e = \frac{V * E}{X_d} * sen(\delta) + V^2 * \frac{X_d - X_q}{2 * X_d * X_q} * sen(2\delta) \tag{3.2}$$

3.2.3 - IEEET1

O sistema de excitação que foi utilizado na presente dissertação é o modelo IEEET1. A Figura 3.2 representa um diagrama de blocos do sistema de excitação do tipo IEEET1 de um alternador no *PSS©E*.
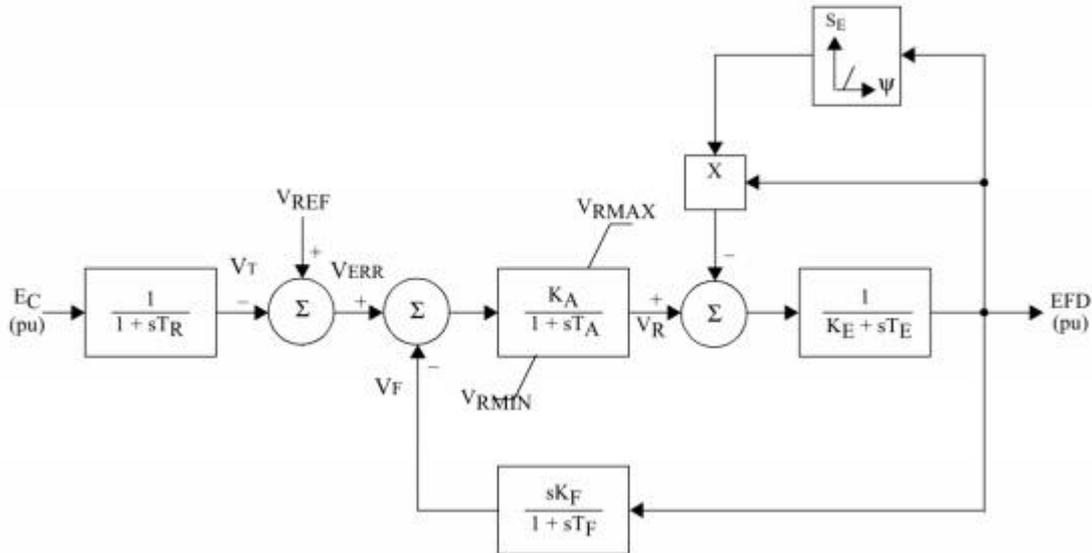
Figura 3.2 – Diagrama de blocos do modelo IEEET1 [13].

A tensão aos terminais do gerador E_c corresponde à tensão de entrada de um sistema de medição, que atua como um filtro com uma constante de tempo T_R. V_T(tensão à saída do filtro) será comparada com uma dada tensão de referência (constante durante a simulação) V_{ref}, para determinar o erro de tensão V_{ERR}. O erro de tensão será combinado com uma tensão estabilizadora (V_F), produzindo um sinal de entrada do regulador. O regulador de tensão apresenta um ganho K_A, uma constante de tempo T_A e uns limites máximos e mínimos $V_{R,MÁX}$ e $V_{R,MIN}$, para que a tensão à saída do regulador V_R não exceda os limites práticos. V_R será utilizado para controlar o excitador, em conjunto com um fator de saturação $S_e\,(E_{FD})$ [13].

3.2.4 - TGOV1

Os modelos de regulação da turbina têm o objetivo de representar a influência das centrais elétricas na estabilidade de um SEE, e não são utilizados para estudos detalhados dos comportamentos dessas centrais [12]. Um dos modelos de um regulador de turbina disponível na biblioteca do *PSS©E* é o TGOV1. O TGOV1 representa um modelo simples da ação de um regulador da turbina a vapor [11].
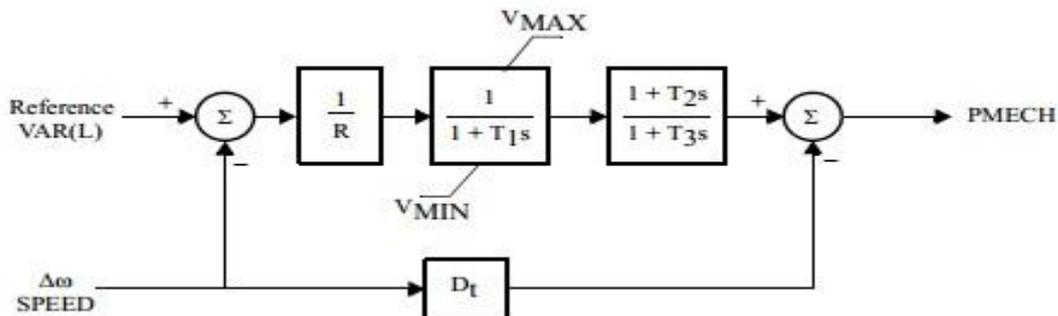
Figura 3.3 – Diagrama de blocos do modelo TGOV1 [14].

No esquema representado na Figura 3.3, R é o estatismo (ou constante de regulação), T_1 é a constante de tempo do regulador, T_2/T_3 é a fração de potência fornecida pela turbina de alta pressão, T_3 é a constante de tempo de reaquecimento, V_{MIN} e V_{MAX}são a posição mínima e máxima das válvulas de admissão das turbinas respetivamente, P_{MECH} é a potência mecânica fornecida pela turbina, D_t é o amortecimento da turbina (normalmente assumida como nula) e $\Delta\omega$ é o desvio de velocidade [12]. O bloco onde se encontra a constante de tempo T_1 modeliza o atraso do regulador enquanto que o bloco seguinte modeliza a resposta da turbina.

3.2.5 - HYGOV

O outro modelo do regulador da velocidade da turbina adotado na presente dissertação é o HYGOV. Este modelo representa um regulador de uma turbina hídrica, e que será utilizada em conjunto com o gerador GENSAE, conforme se analisará no ponto 4.2.8.

A Figura 3.4 representa o diagrama de blocos e respetivos parâmetros do modelo dinâmico do HYGOV.

O modelo representado na Figura 3.4 pode ser dividido em dois subsistemas: o regulador e o sistema hidráulico. No que diz respeito ao regulador, R representa a inclinação permanente (*constant droop*), r é a inclinação temporária, T_r é uma constante de tempo do regulador, T_f é a constante de tempo do filtro, T_g é a constante de tempo do motor auxiliar, D_{turb} representa o amortecimento da turbina, c é a posição pretendida para a abertura da válvula e g é a posição efetiva da abertura da válvula. O regulador apresenta duas entradas: a velocidade de referência n_{ref} e o desvio de velocidade da máquina (representado na Figura 3.4 como “SPEED”). Através da comparação entre a velocidade de referência e o desvio de velocidade, é possível determinar o erro de velocidade. Esse erro é posteriormente filtrado e funcionará como entrada do bloco de regulação, que definirá a posição dos injetores. Em relação ao sistema hidráulico, as entradas serão a posição dos injetores e a velocidade da máquina, caso a velocidade de amortecimento seja considerado [13]. A saída deste subsistema será a potência mecânica fornecida ao gerador. Não será feita uma descrição exaustiva do funcionamento do sistema hidráulico por apresentar alguma complexidade e não fazer parte do contexto da dissertação.
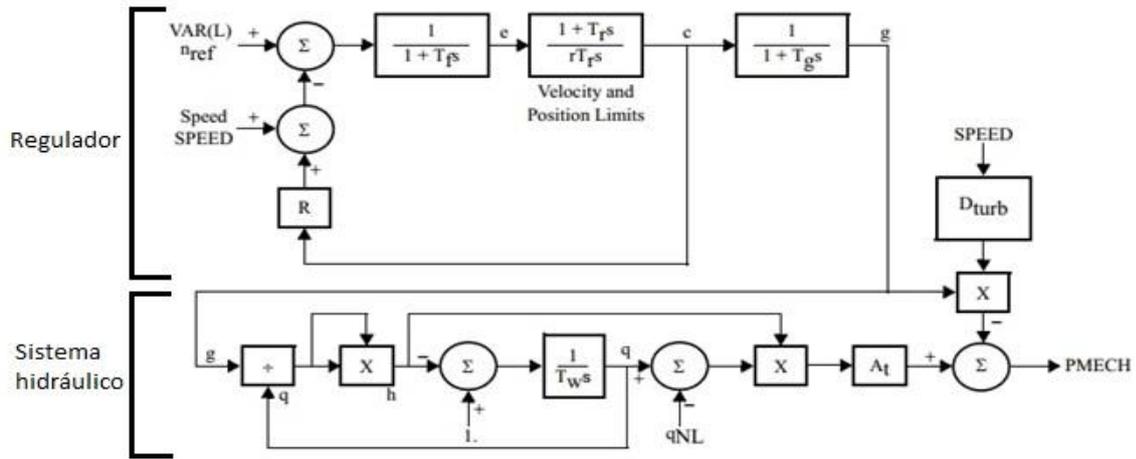
Figura 3.4 - Diagrama de blocos do modelo HYGOV [13].

3.2.6 - Linhas de transmissão

Uma linha de transmissão de energia é caracterizada por quatro parâmetros principais: resistência e reatância série, suscetância e condutância em derivação. A condutância em derivação costuma ser desprezada, uma vez que, por norma, o seu valor é muito reduzido.

O modelo adotado para a representação das linhas de transmissão e respetivos parâmetros é o modelo em π (Figura 3.5).
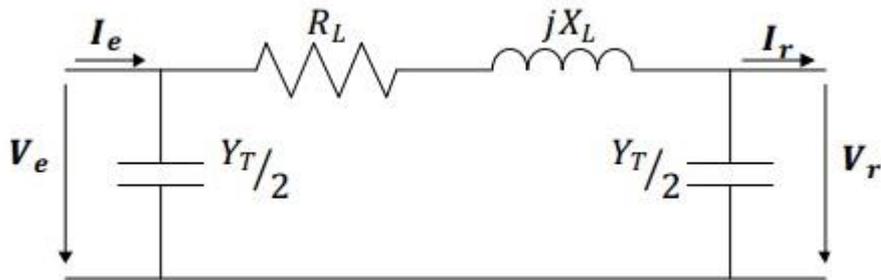
Figura 3.5 - Modelo em π de uma linha de transmissão [3].

Na Figura 3.5, V_e é a tensão na emissão, I_e é a corrente na emissão, V_r é a tensão na receção, I_r é a corrente na receção, R_L é a resistência em série, X_Lé a reatância em série e Y_T é a admitância em derivação.

A admitância em derivação resulta da soma de uma parte real (condutância G) com uma parte imaginária (suscetância B):

$$Y_T = G_T + jB_T \tag{3.3}$$

Conforme foi referido anteriormente, a condutância em derivação costuma ser desprezada, pelo que se pode afirmar:

$$Y_T \approx jB_T \tag{3.4}$$

3.2.7 - Transformador de tensão

O transformador de tensão que será considerado neste estudo possui dois enrolamentos por fase. A Figura 3.6 representa um esquema simplificado de um transformador de tensão, desprezando a corrente de magnetização.
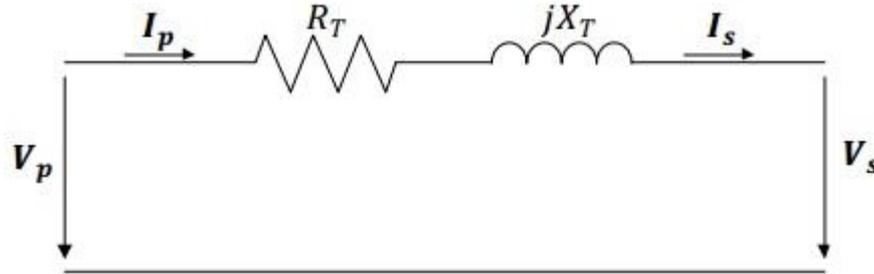
Figura 3.6 - Esquema simplificado de um transformador de tensão [3].

Na Figura 3.6, V_pé a tensão e I_p é a corrente no lado primário, V_s é a tensão e I_s é a corrente no lado secundário, R_T é a resistência total do transformador (soma da resistência do primário com a resistência no secundário) e X_T é a reatância total do transformador (soma da reatância do primário com a reatância no secundário). É importante referir que todas as grandezas deverão ser expressas no sistema p.u.

3.2.8 - Cargas

Num SEE, as cargas são muito diversas (motores, sistemas de aquecimento, iluminação doméstica, diversos tipos de equipamentos eletrónicos, baterias, entre outros). Todos estes equipamentos apresentam como fator comum o fato de serem sensíveis à frequência e variações de tensão, pelo que a sua modelização é complexa.

Em estudos de trânsito de potências, é usual representar as cargas como potências ativas e reativas constantes, e será assim que os dados vão ser introduzidos no *PSS©E*. Para estudos de estabilidade transitória, esta forma não é a mais adequada. Uma forma muito utilizada em estudos de estabilidade é considerar as cargas como uma admitância à terra constante, ou seja [1]:

$$Y_{Li} = G_{Li} + jB_{Li} = \frac{P_{Li} + jQ_{Li}}{V_i^2} \tag{3.5}$$

Esta modelização é suficientemente precisa no período de defeito, uma vez que a influência da oscilação da tensão é superior às variações de frequência.

Importa referir que o *software* PSS©E apresenta uma opção muito interessante que permite transformar as potências ativas e reativas constantes em admitâncias constantes. Este procedimento será apresentado mais à frente, na descrição da metodologia de trabalho adotada.

3.2.9 - Barramentos

De uma forma geral, os barramentos são diferentes pontos de uma rede, utilizados para interligar diferentes componentes, tais como as linhas ou transformadores de tensão. É nos barramentos que se encontram localizadas as máquinas geradoras e as cargas.

Num SEE, os barramentos são normalmente divididos em três categorias: PV, em que a potência ativa e módulo da tensão são conhecidos (barramentos com geração); PQ, em que a potência ativa e reativa são conhecidas (barramentos com carga); REF (ou *swing bus*), barramento de referência e de compensação, com argumento da tensão nulo (pode ser qualquer barramento com geração).

3.3 - Metodologia de trabalho utilizada para a análise da estabilidade transitória

A metodologia de trabalho incide especialmente em duas grandes temáticas: criação do caso de estudo (que consiste num desenho/representação dos diversos elementos da rede) e modelização dos geradores, sistema de excitação e regulador da turbina para a realização da simulação dinâmica.

De uma forma genérica, o processo de análise da estabilidade transitória de uma rede de teste pode ser feita de acordo com o fluxograma representada na Figura 3.7.

3.3.1 - Criação do caso de estudo e trânsito de potências

A criação do caso de estudo pode ser feita diretamente no *software* de simulação, sendo que essa informação fica registada num ficheiro de formato .sav.

No *website* da dissertação[15], encontra-se um ficheiro denominado "ConstroiFicheiro.sav", com a construção do caso de estudo para posteriormente efetuar um trânsito de potências. O ficheiro .sav foi construído de acordo com as instruções que se encontram detalhadas no Anexo B.

3.3.2 - Simulação dinâmica

Para a realização de uma simulação dinâmica, é necessário preparar um ficheiro no qual consta a informação relativa à dinâmica dos geradores e reguladores adotados. Essa informação fica gravada num ficheiro de formato .dyr.

É possível encontrar alguns ficheiros dinâmicos utilizados no *website* da dissertação [15], nomeadamente "genroe.dyr" (três geradores térmicos de rotor cilíndrico), "genroe+exc.dyr" (inclusão de regulador de excitação), "genroe+reg.dyr" (inclusão dos reguladores de tensão e de velocidade) e "genroe+gensae+reg.dyr" (substituição de um dos geradores de rotor cilíndrico por um de pólos salientes, bem como a respetiva substituição do regulador de turbina a vapor por um regulador de turbina hídrica).

No Anexo B, encontra-se uma explicação pormenorizada do procedimento adotado para a criação dos ficheiros .dyr.
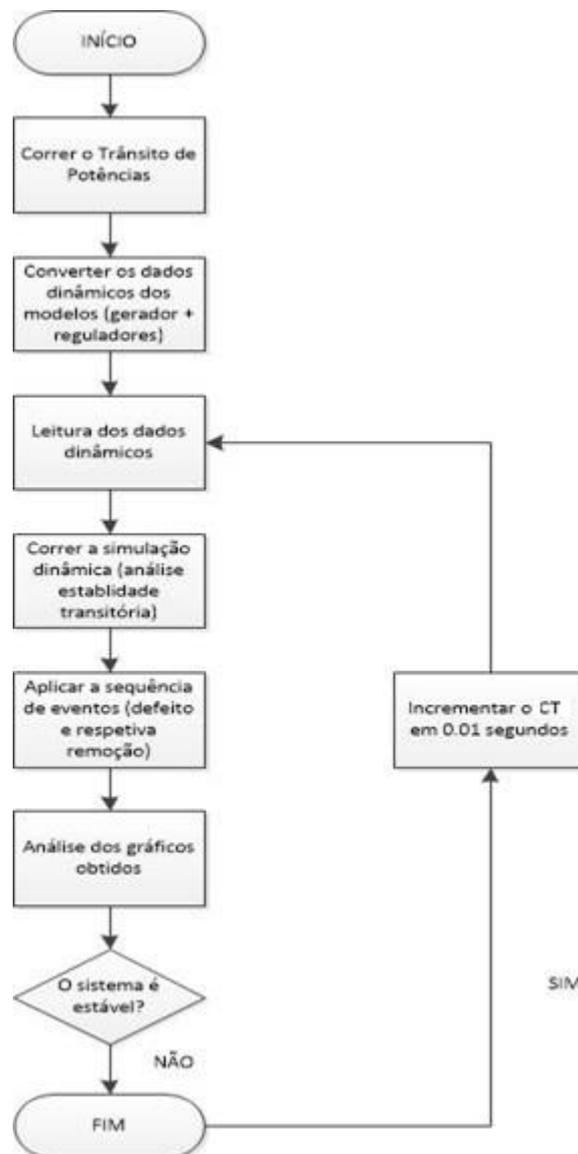
Figura 3.7 - Fluxograma para análise da estabilidade transitória (adaptado de [12]).

3.4 - Conclusão

No presente capítulo apresenta-se *software* utilizado na presente dissertação.

É feita uma introdução geral do *software* utilizado, no que diz respeito ao seu desenvolvimento, sendo enumeradas algumas funções.

Em seguida são apresentados os modelos para os diferentes componentes da rede que foram utilizados nas simulações.

Finalmente é apresentado um fluxograma com uma possível metodologia de trabalho, bem como breves referências à criação do caso de estudo, trânsito de potência e simulação dinâmica.

Capítulo 4

Caso de Estudo – Análise da estabilidade transitória

4.1 - Introdução

Neste capítulo, serão apresentados as diversas situações analisadas e os gráficos mais relevantes para o estudo da estabilidade transitória. A Figura 4.1 representa a rede de teste utilizada para o estudo, cujas características encontram-se detalhadas no Anexo A.
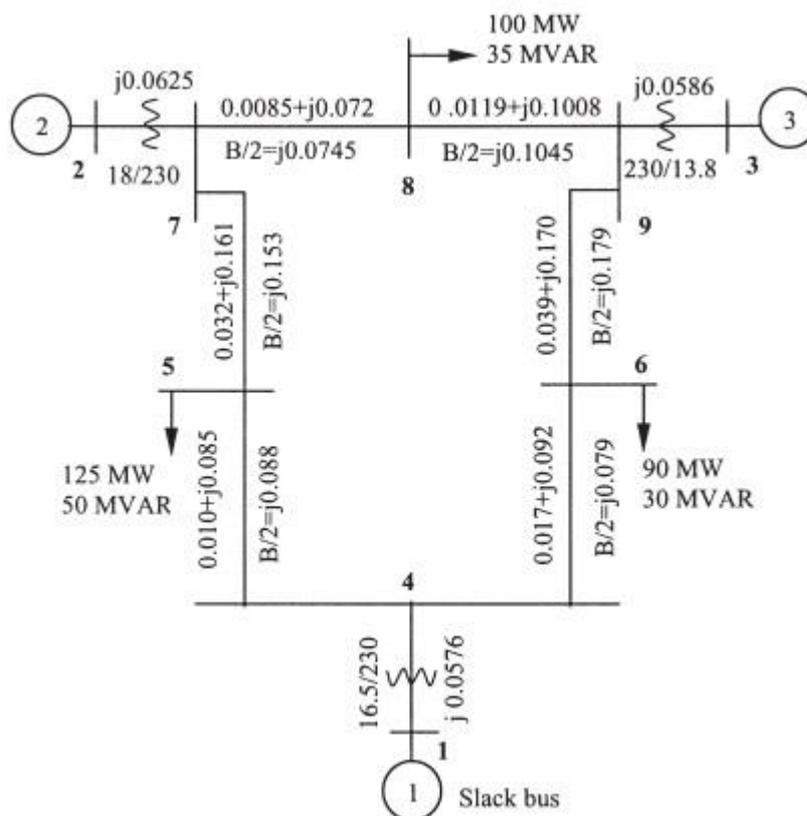
Figura 4.1 – Rede de teste [16].

A sequência de eventos adotada para a simulação dinâmica consistiu, de forma geral, na aplicação de um defeito franco (impedância de defeito nula) no barramento 7. O sistema foi considerado estável (situação pré-defeito) até ao instante t=0.2. A remoção do defeito ocorreu num instante posterior, através da abertura da linha 5-7. Com base nestes eventos e aplicando o procedimento previamente apresentada no ponto 3.4 (Figura 3.7), determinou-se o tempo crítico de atuação (CCT – *Critical Clearing Time*), para que o sistema continue estável após a remoção do defeito. A referência adotada para a evolução dos ângulos rotóricos das máquinas diz respeito à média dos ângulos do sistema.

Os casos analisados no presente capítulo foram os seguintes:

- Caso 1 – Gerador (sem a inclusão de reguladores);
- Caso 2 - Gerador (sem a inclusão de reguladores), mas diferentes valores da constante de inércia H;
- Caso 3 - Gerador (sem a inclusão de reguladores), mas diferentes valores da constante de amortecimento D;
- Caso 4 – Gerador com regulador de tensão;
- Caso 5 – Gerador com regulador de tensão e regulador da turbina (modelo completo);
- Caso 6 – Modelo completo, mas com simulação de defeito não franco;
- Caso 7 – Modelo completo, com acréscimo de carga;
- Caso 8 – Modelo completo, com substituição de um gerador de rotor cilíndrico por um de pólos salientes.

4.2 - Situações de estudo analisadas

Neste ponto, serão detalhadas as situações de estudo analisadas, com a apresentação de gráficos e análise critica.

4.2.1 - Caso 1

Esta situação representa a situação mais simples estudada, consistindo apenas na aplicação do modelo do gerador do tipo GENROE apresentados no ponto 3.2.1. As características do modelo adotado encontram-se no Anexo A. Nesta primeira fase, não foram incluídos reguladores de tensão nem reguladores de velocidade.

Apresentam-se alguns gráficos de algumas grandezas consideradas relevantes para o estudo. Note-se que para um CCT de 0.3 segundos, o sistema permanece estável (Figuras 4.2 a 4.4); para um CCT de 0.32 segundos, o sistema encontra-se no limiar da estabilidade (Figuras 4.5 a 4.7); verifica-se que a estabilidade é completamente perdida para um CCT de 0.33 segundos (Figuras 4.8 a 4.10). Importa ainda referir que no instante em que o defeito ocorre, regista-se uma queda brusca de tensão em todos os barramentos. Destaca-se o fato de a tensão anular-se no barramento onde ocorre o defeito, como seria de esperar uma vez

que o defeito é franco. O tempo máximo da simulação foi de 2 segundos, uma vez que os sistemas de excitação são muito rápidos a atuar, logo ao não considerar o regulador de tensão, apenas é possível considerar a força eletromotriz constante num curto intervalo de tempo.
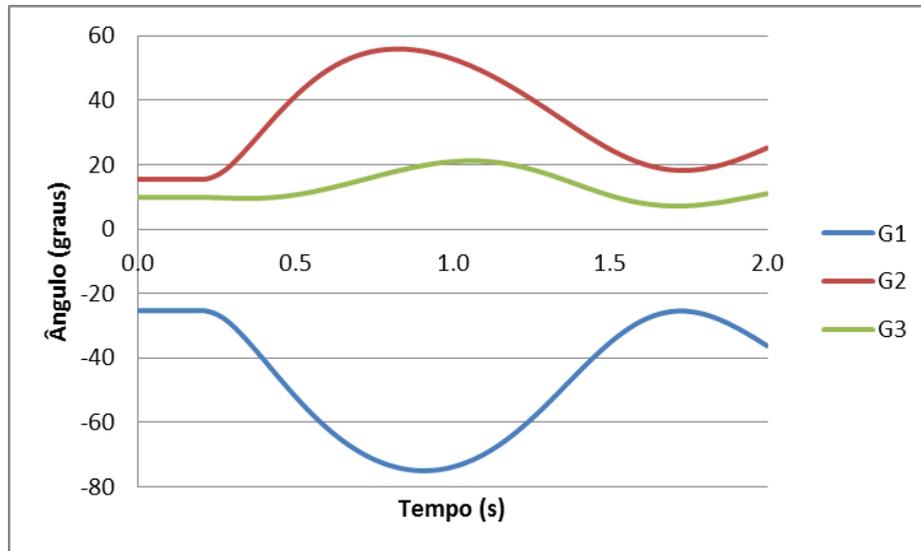
Figura 4.2 - Evolução do ângulo rotórico em função do tempo (CCT=0.30 seg, Caso 1).
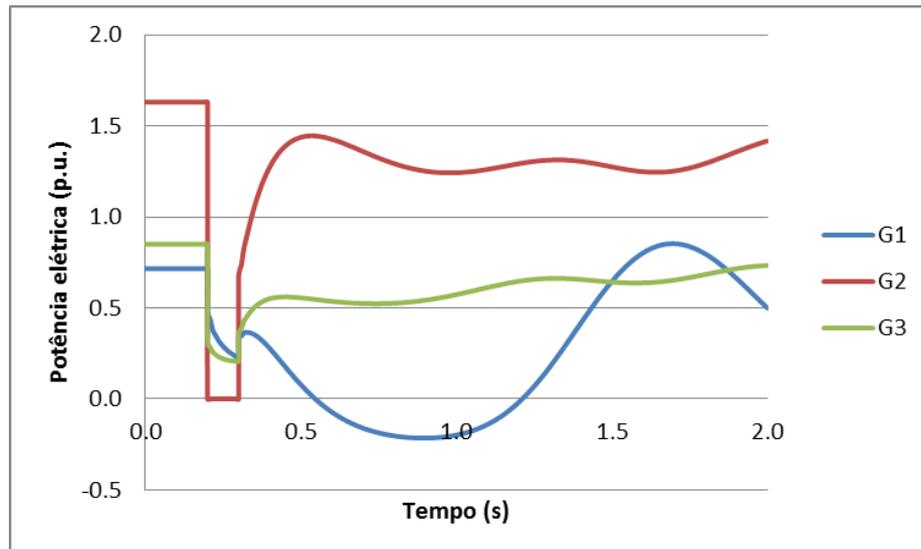
Figura 4.3 - Evolução da potência elétrica em função do tempo (CCT=0.30 seg, Caso 1).
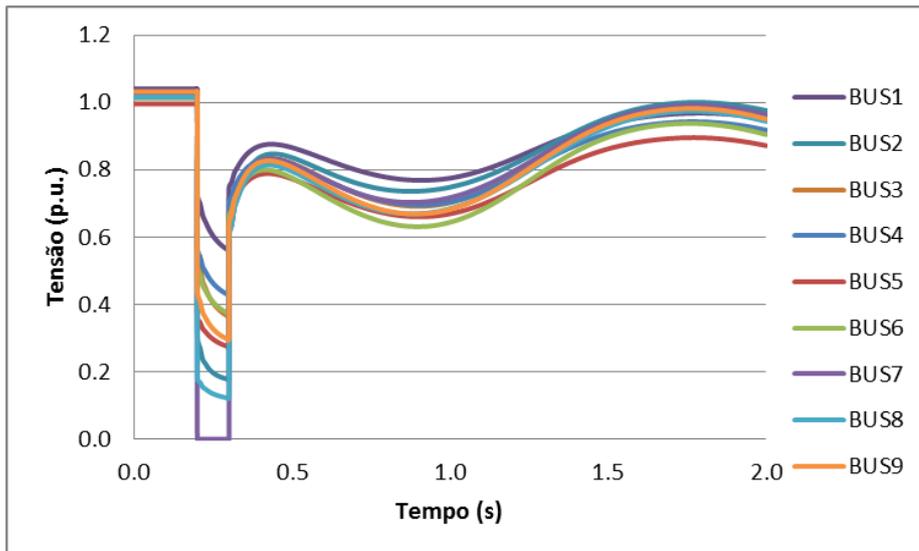
Figura 4.4 - Evolução do módulo da tensão em função do tempo (CCT=0.30 seg, Caso 1).
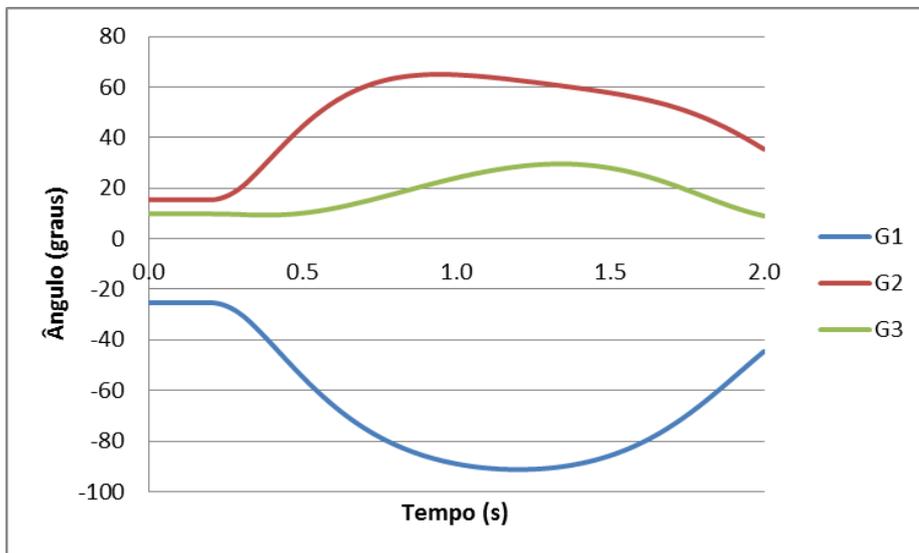
Figura 4.5 - Evolução do ângulo rotórico em função do tempo (CCT=0.32 seg, Caso 1).
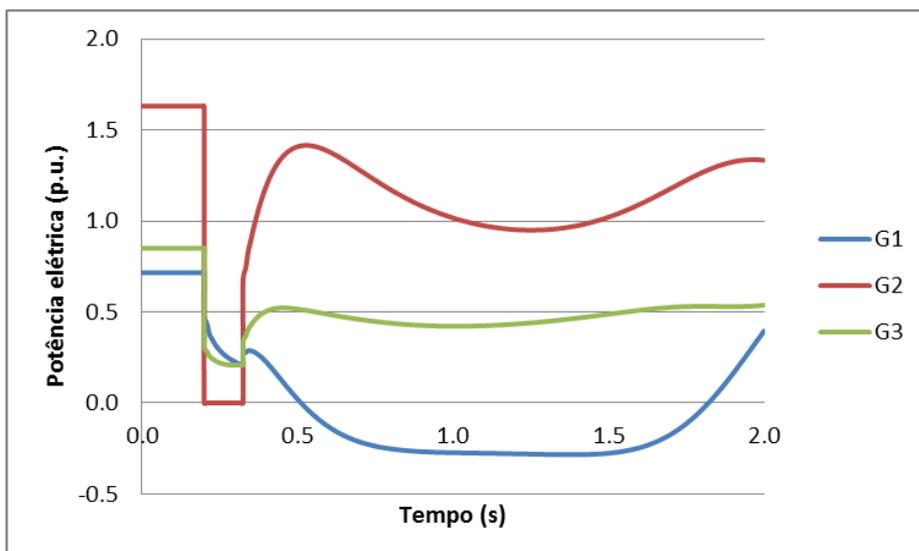
Figura 4.6 - Evolução da potência elétrica em função do tempo (CCT=0.32 seg, Caso 1).
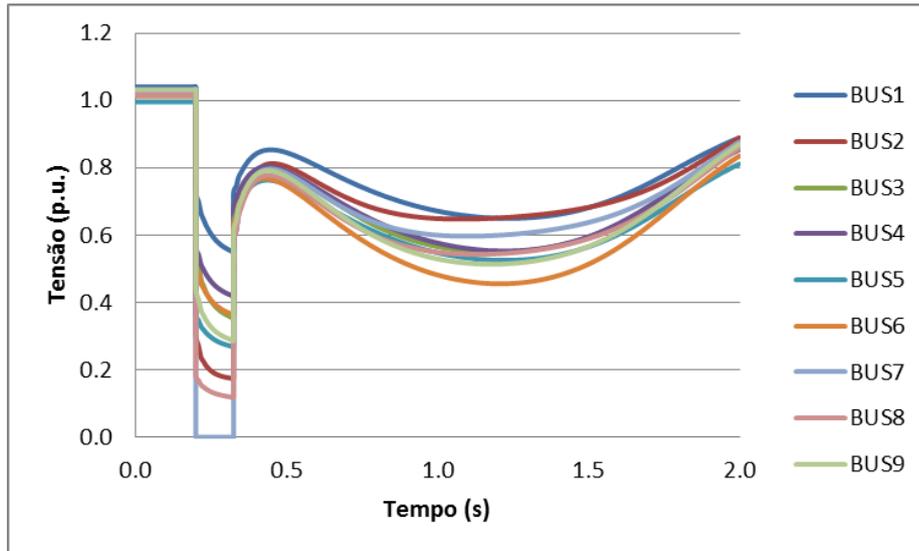
Figura 4.7 - Evolução do módulo da tensão em função do tempo (CCT=0.32 seg, Caso 1).
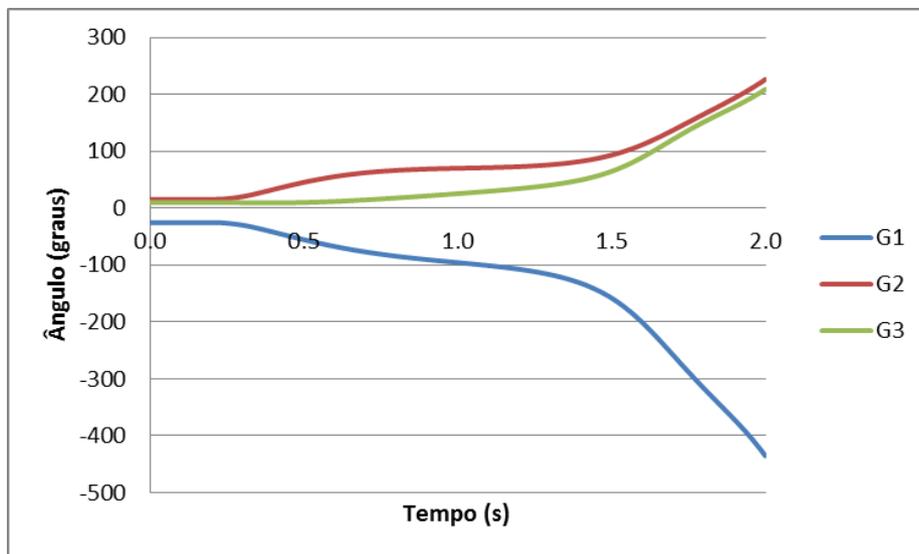
Figura 4.8 - Evolução do ângulo rotórico em função do tempo (CCT=0.33 seg, Caso 1).
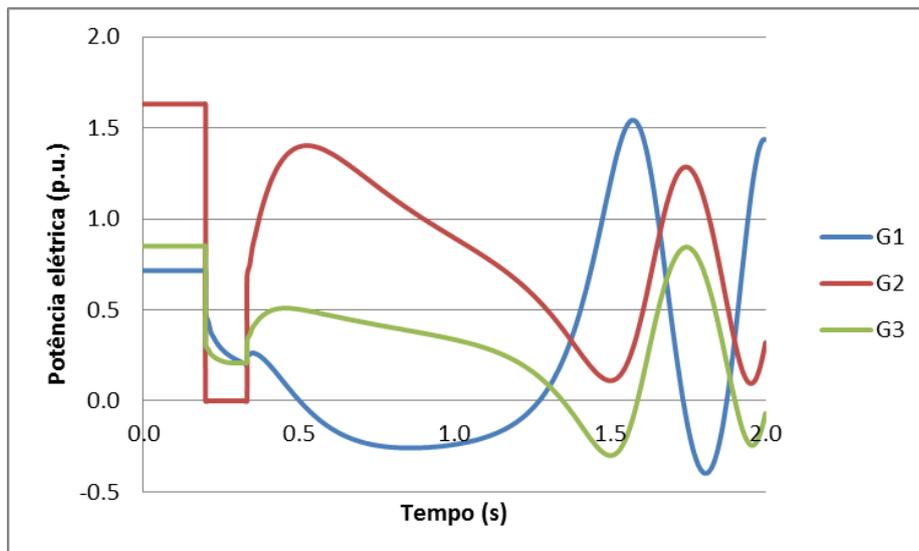
Figura 4.9 - Evolução da potência elétrica em função do tempo (CCT=0.33 seg, Caso 1).
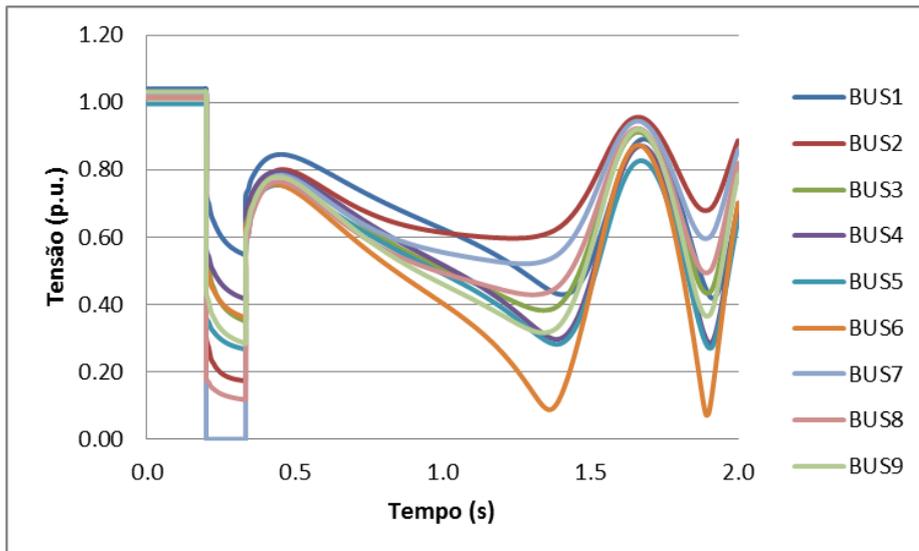
Figura 4.10 - Evolução do módulo da tensão em função do tempo (CCT=0.33 seg, Caso 1).

4.2.2 - Caso 2

Esta situação é muito idêntica à que foi apresentada no Caso 1. Pretende-se verificar porém a influência do valor da constante de inércia H, tendo-se variado o seu valor.

As Figuras 4.11 a 4.14 representam as curvas da evolução dos ângulos rotóricos e do desvio de velocidade das máquinas em função do tempo de simulação, para um CCT de 0.3 segundos, estudado para um valor de H mais baixo (2 p.u.) e para H num valor por defeito mais elevado (8 p.u.).
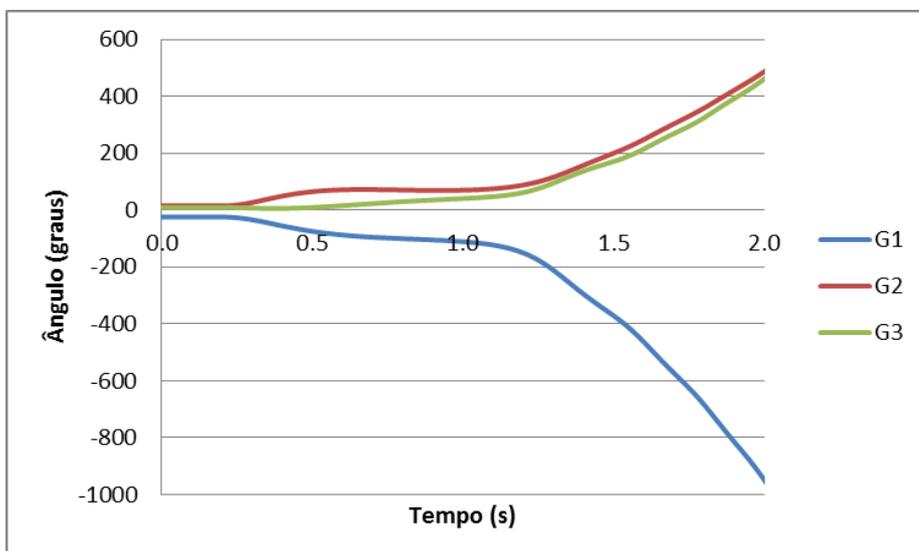
Figura 4.11 - Evolução do ângulo rotórico em função do tempo (CCT=0.30 seg, H=2 p.u.).
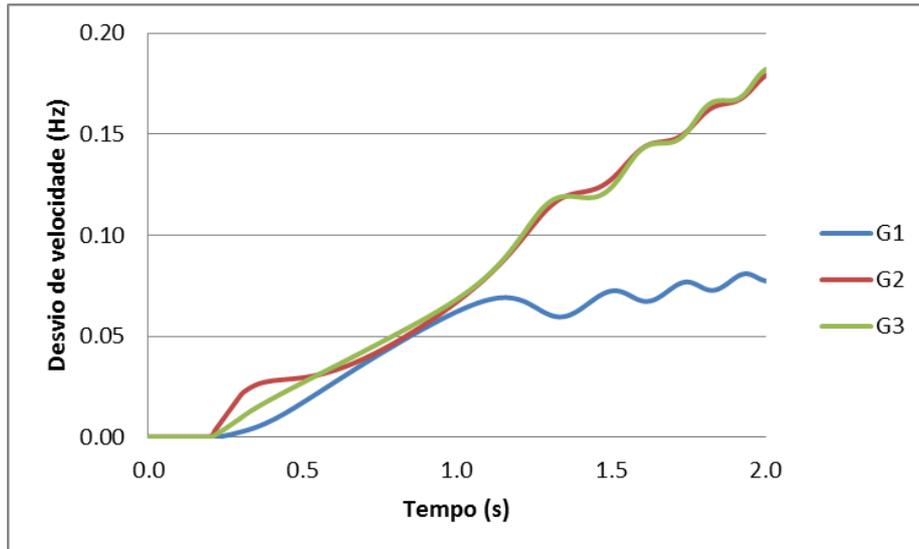
Figura 4.12 - Evolução do desvio de velocidade em função do tempo (CCT=0.30 seg, H=2 p.u.).
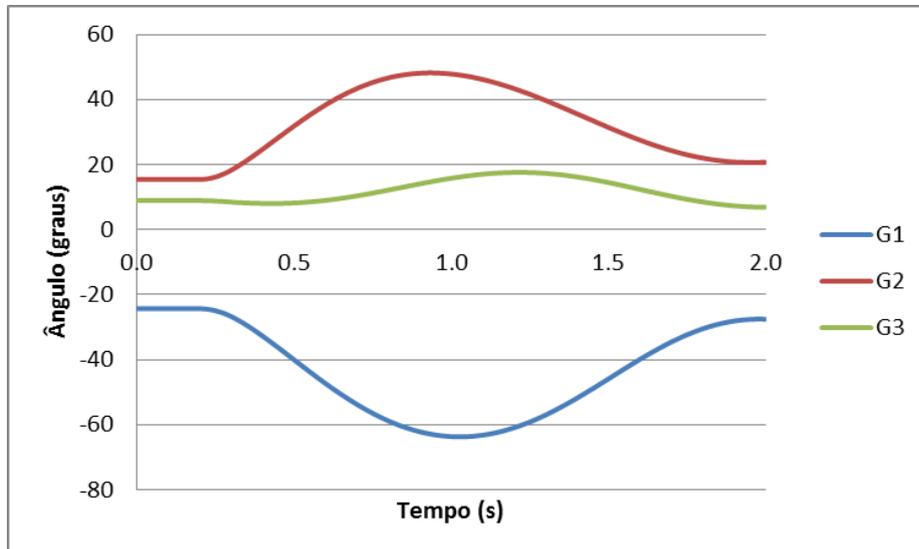
Figura 4.13 - Evolução do ângulo rotórico em função do tempo (CCT=0.3 seg, H=8 p.u.).
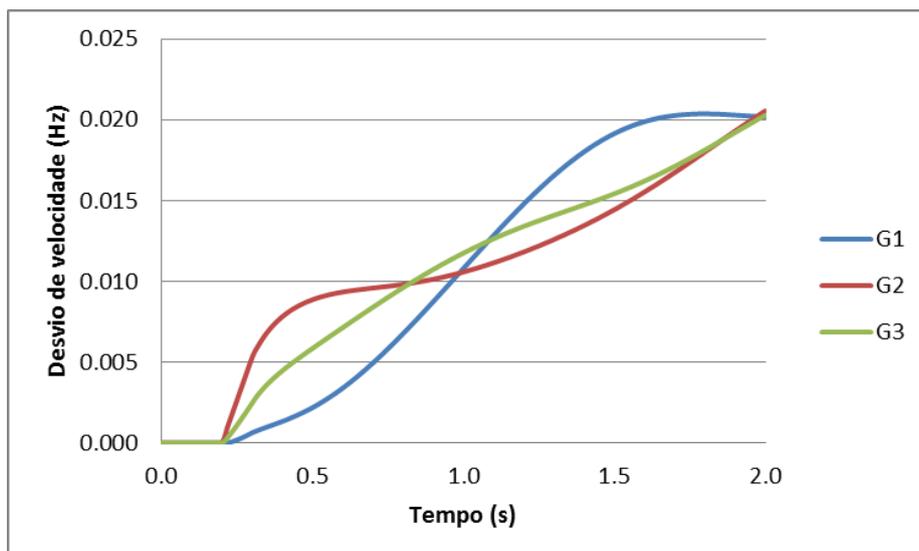
Figura 4.14 - Evolução do desvio de velocidade em função do tempo (CCT=0.3 seg, H=8 p.u.).

Conforme se pode verificar, para um valor da constante de inércia muito baixo, o sistema perde a sua estabilidade por completo (Figura 4.11). Por outro lado, ao aumentar o valor de H, constata-se que a amplitude das grandezas estudadas (e em especial, o desvio de velocidade) são atenuadas, como seria previsível (Figuras 4.13 e 4.14), já que H funciona como uma espécie de "peso", opondo-se à evolução da amplitude das grandezas. A constante de inércia representa um parâmetro muito importante no dimensionamento de uma máquina síncrona, bem como no estudo da estabilidade transitória, uma vez que com H = 8 p.u., o sistema ficou no limiar da estabilidade para um CCT superior ao registado no Caso 1 (0.40 segundos) e perdeu a estabilidade para um CCT de 0.41 segundos, conforme se verifica nas Figuras 4.15 e 4.16.
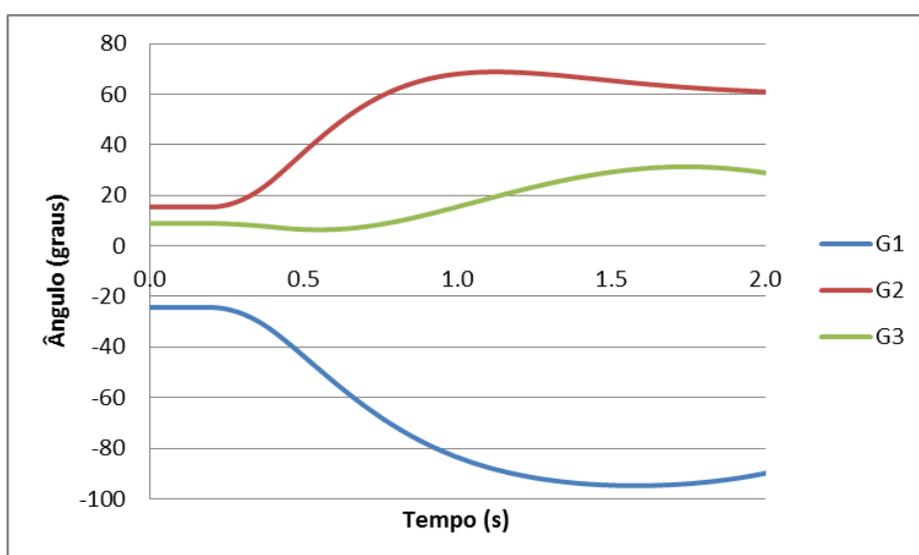
Figura 4.15 - Evolução do ângulo rotórico em função do tempo (CCT=0.40 seg, H=8 p.u.).
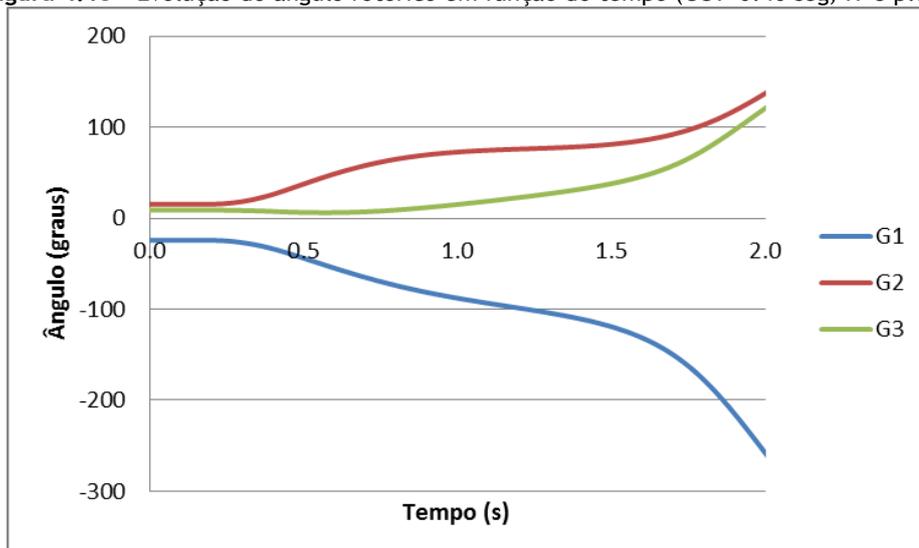
Figura 4.16 - Evolução do ângulo rotórico em função do tempo (CCT=0.41 seg, H=8 p.u.).

4.2.3 - Caso 3

Nesta situação, pretende-se estudar a influência do valor da constante de amortecimento D, analisando as curvas da evolução dos ângulos rotóricos das máquinas em função do tempo de simulação, para diferentes CCT, para a situação por defeito (D = 0 p.u.) e com D = 2 p.u.

Das Figuras 4.17 e 4.18 verifica-se que as grandezas apresentadas oscilam com valores de amplitude mais baixas, em comparação com as grandezas apresentadas no Caso 1, inerente ao fato de ter sido introduzido a constante de amortecimento. É aceitável desprezar o amortecimento caso a estabilidade transitória fique determinada na primeira oscilação; no caso de se tratar de um estudo mais aprofundado, com um tempo de simulação muito extenso, o amortecimento deverá ser considerado. À semelhança do que se verificou no Caso 2, a introdução da constante D influência o tempo em que o disparo da linha ocorre, sendo que o CCT será naturalmente superior. Com base nas simulações realizadas, concluiu-se que para um CCT de 0.35 segundos, o sistema atinge o limiar da estabilidade (Figura 4.19), sendo que esta é totalmente perdida para um CCT de 0.36 segundos (Figura 4.20).
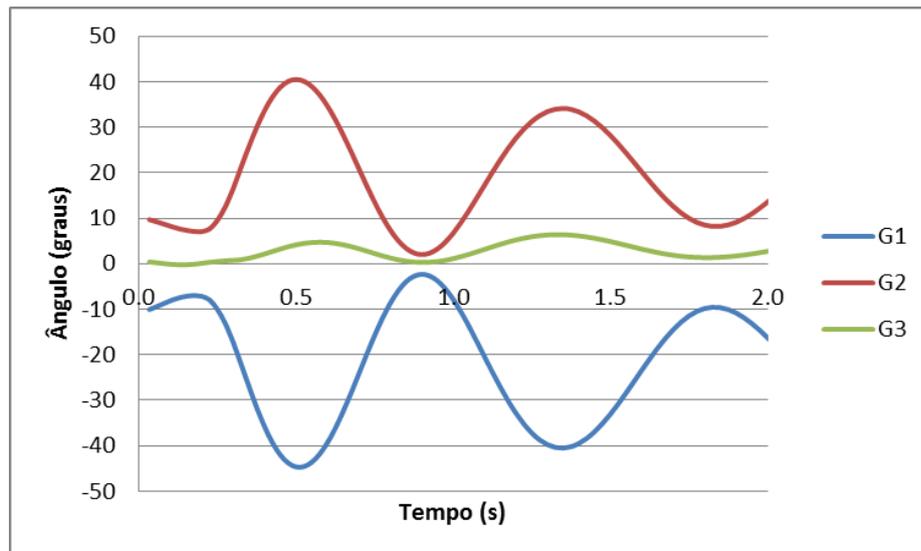
Figura 4.17 - Evolução do ângulo rotórico em função do tempo (CCT=0.3 seg, D=2 p.u.).
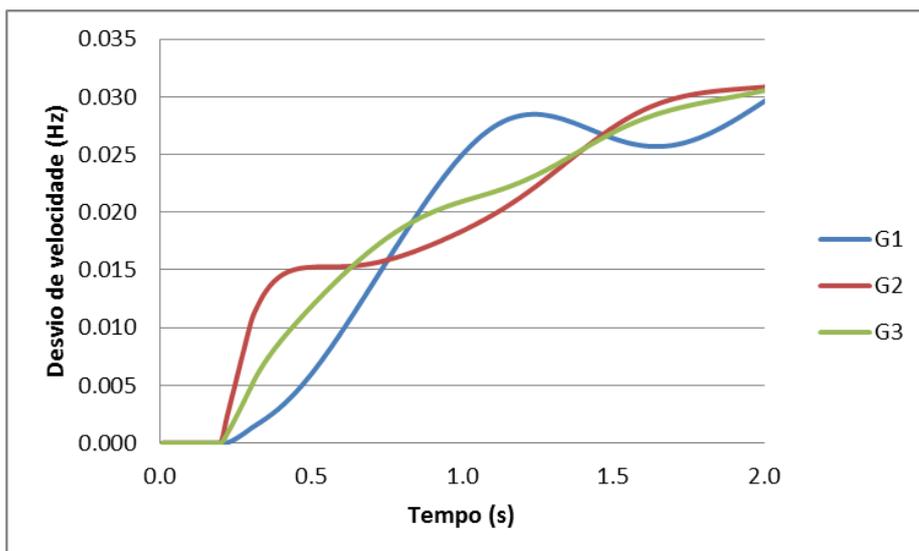
Figura 4.18 - Evolução do desvio de velocidade em função do tempo (CCT=0.3 seg, D=2 p.u.).
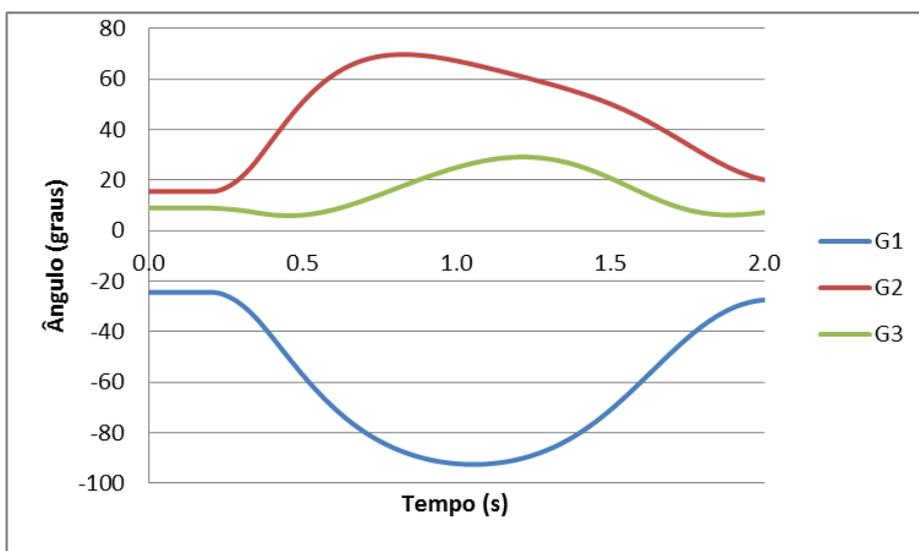
Figura 4.19 – Evolução do ângulo rotórico em função do tempo (CCT=0.35 seg, D=2 p.u.).
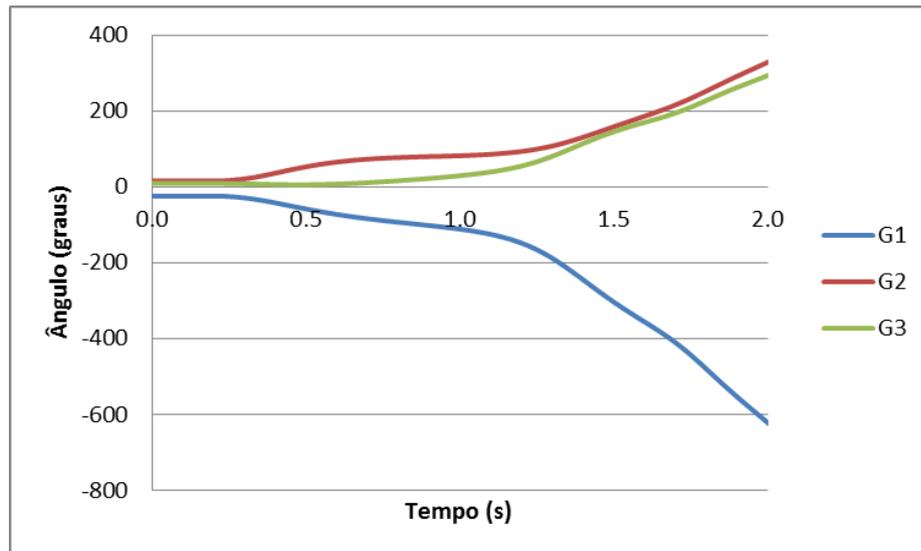
Figura 4.20 - Evolução do ângulo rotórico em função do tempo (CCT=0.36 seg, D=2 p.u.).

4.2.4 - Caso 4

Nesta situação, será considerada a influência de um regulador de tensão, do tipo IEEET1, cujo modelo se encontra disponível na biblioteca de modelos do *PSS©E*. O significado dos diferentes parâmetros e princípio de funcionamento foram descritos no ponto 3.2.4, sendo possível encontrar no Anexo A os valores adotados na modelização do IEEET1 [13]. É importante salientar que com a inclusão do regulador de tensão, o período de simulação foi alargado para 5 segundos, sendo que para simulações de maior duração, o regulador de velocidade das turbinas deve ser considerado devido ao fato de a potência mecânica não poder ser considerada constante para períodos superiores.

Em seguida, apresenta-se um conjunto de gráficos para um CCT de 0.4 segundos (sistema perfeitamente estável, Figuras 4.21, 4.22), CCT de 1.42 segundos (sistema criticamente estável, Figuras 4.23 e 4.24) e CCT de 1.43 segundos (sistema instável, Figuras 4.25 e 4.26).
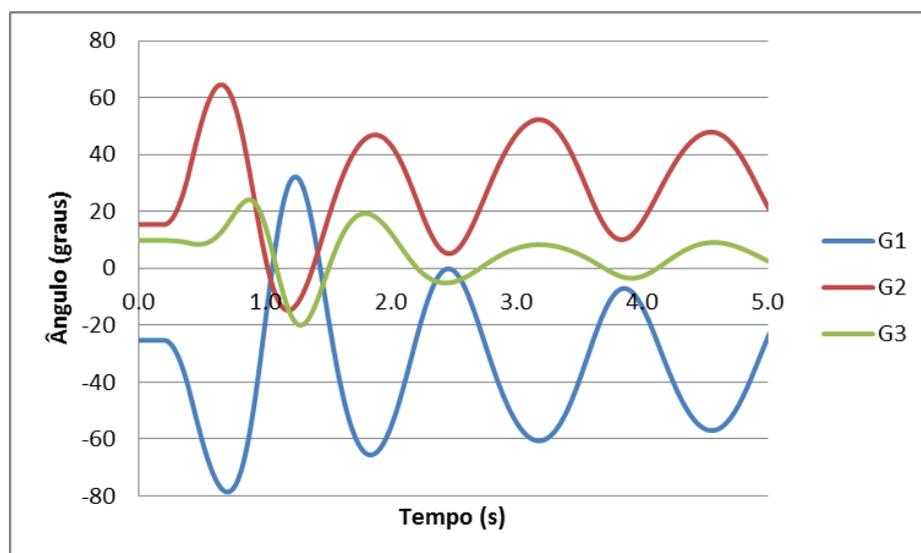
Figura 4.21 - Evolução do ângulo rotórico em função do tempo (CCT=0.4 seg, Caso 4).
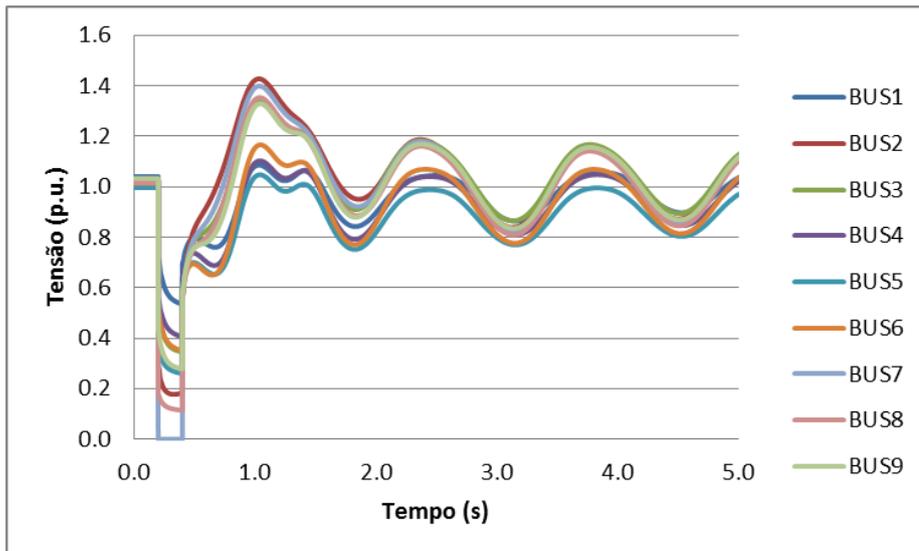
Figura 4.22 - Evolução do módulo da tensão em função do tempo (CCT=0.4 seg, Caso 4).
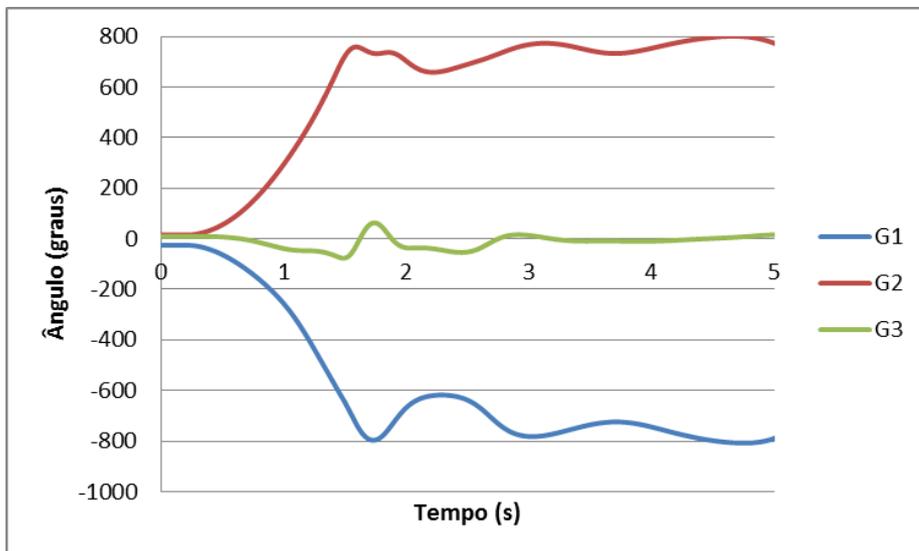
Figura 4.23 - Evolução do ângulo rotórico em função do tempo (CCT=1.42 seg, Caso 4).
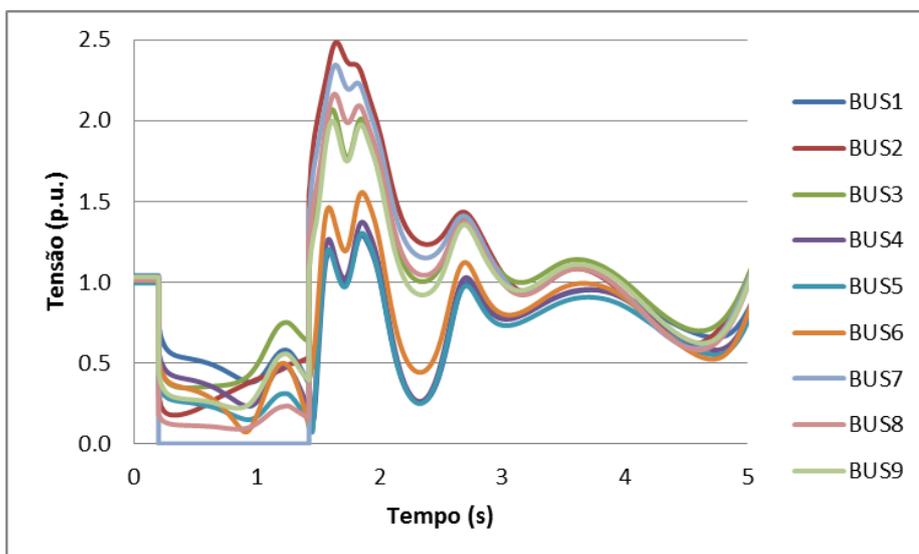
Figura 4.24 – Evolução do módulo da tensão em função do tempo (CCT=1.42 seg, Caso 4).
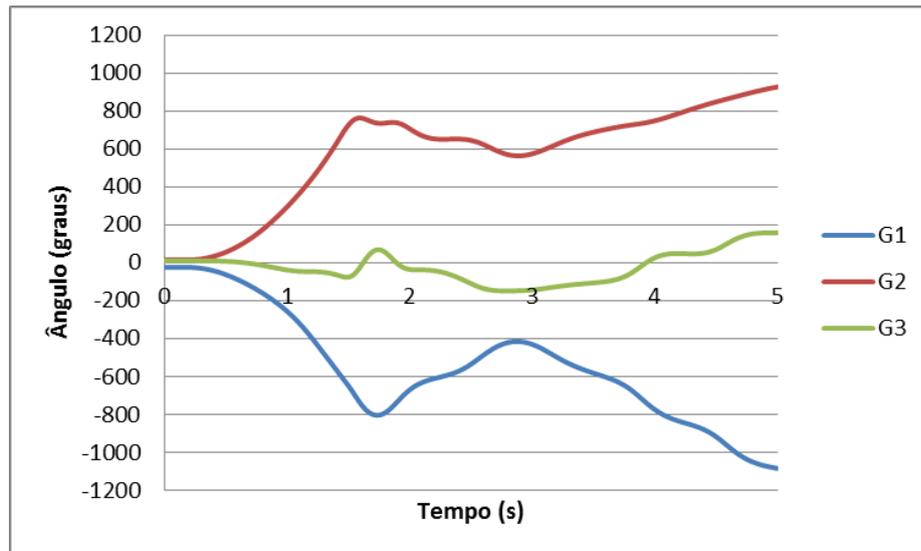
Figura 4.25 - Evolução do ângulo rotórico em função do tempo (CCT=1.43 seg, Caso 4).
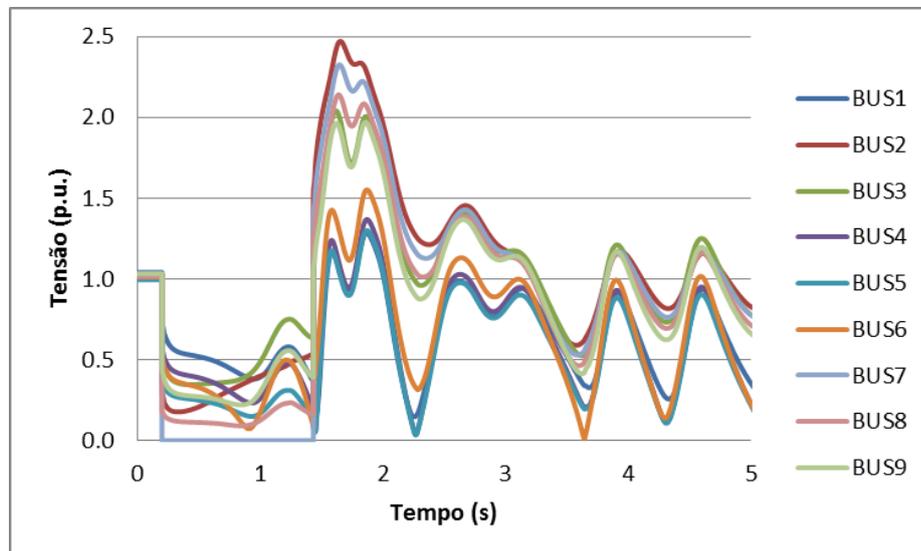
Figura 4.26 - Evolução do módulo da tensão em função do tempo (CCT=1.43 seg, Caso 4).

A análise dos gráficos apresentados permite verificar a influência dos reguladores de tensão na estabilidade de um sistema de energia. Com efeito, constatou-se no Caso 1 que o sistema sem reguladores perdia a estabilidade com CCT = 0.33 segundos; com a inserção de reguladores de tensão, foi possível aumentar significativamente o CCT, sendo que o sistema perde a estabilidade caso o disparo das proteções da linha ocorra aos 1.43 segundos, conforme se pode ver nas Figuras 4.25 e 4.26. Para CCT inferiores a 1.43 segundos, o sistema de excitação é capaz de elevar a tensão aos terminais dos geradores, aumentando assim a potência sincronizante e impedindo o sistema de perder a estabilidade. Esta situação é perfeitamente visível na Figura 4.27.
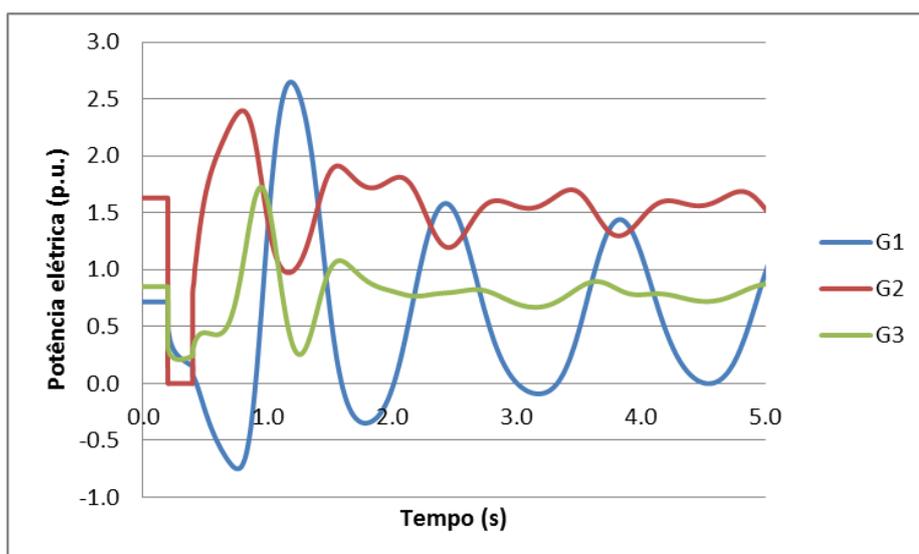
Figura 4.27 - Evolução da potência elétrica em função do tempo (CCT=0.4 seg, Caso 4).

4.2.5 - Caso 5

Considerando o sistema de excitação no gerador, estudou-se a importância dos reguladores de velocidade das turbinas na estabilidade do sistema em estudo. Trata-se de uma análise mais robusta e realista do sistema, cujo tempo de simulação poderá ser alargado significativamente. No âmbito da presente dissertação, optou-se por um tempo de simulação de 15 segundos, já que é suficiente para retirar as conclusões pretendidas. O modelo adotado para o regulador da turbina é o TGOV1, disponível na biblioteca de modelos do PSS©E. O significado dos diferentes parâmetros e princípio de funcionamento foram descritos no ponto 3.2.5, sendo possível encontrar em Anexo A os valores adotados na modelização do TGOV1[13].

Na Figura 4.28, é possível verificar que com um CCT de 1.4 segundos, os ângulos rotóricos das máquinas estabilizam num novo ponto de funcionamento, impedindo assim o sistema de perder o sincronismo. Na Figura 4.29, constata-se que o módulo da tensão acaba por estabilizar.
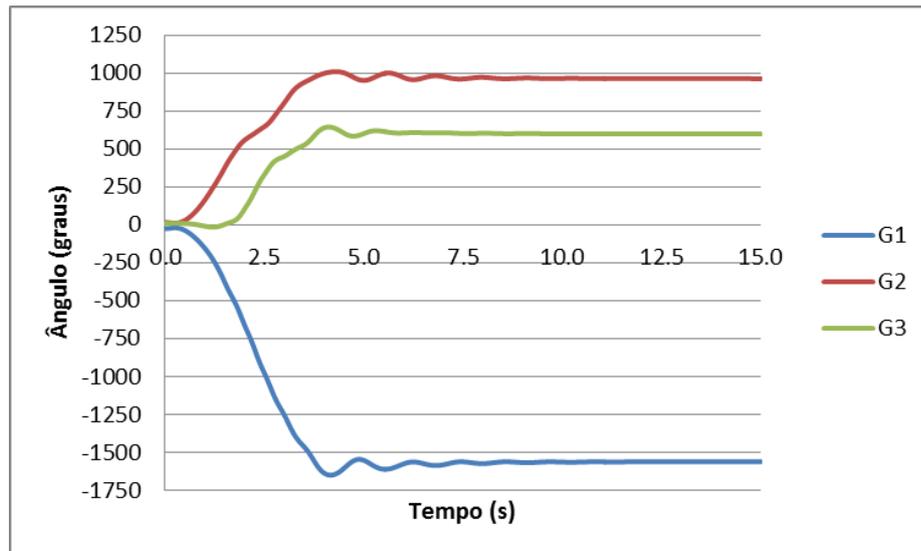
Figura 4.28 - Evolução do ângulo rotórico em função do tempo (CCT=1.4 seg, Caso 5).
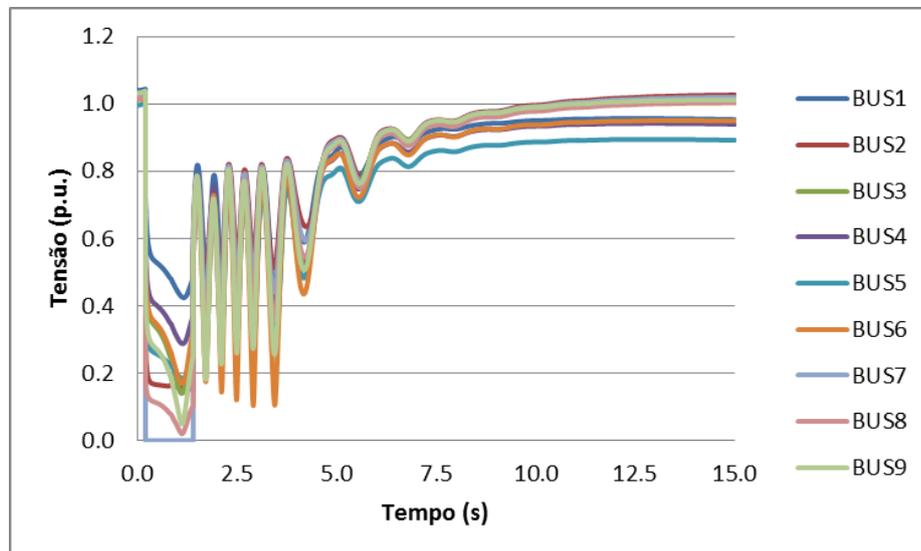
Figura 4.29 - Evolução do módulo da tensão em função do tempo (CCT=1.4 seg, Caso 5).

Foi visto no Caso 4 que o sistema perdia a estabilidade caso as proteções atuassem aos 1.43 segundos. Pretendeu-se modelizar o regulador da turbina de modo a incrementar o tempo de atuação das proteções. Com efeito, verificou-se nas simulações realizadas que para um CTT de 1.79 segundos, o sistema atingiu o limiar da estabilidade (Figuras 4.30 e 4.31) e para CTT = 1.80 segundos, o sistema perdeu a estabilidade, conforme se verifica nas Figuras 4.32 e 4.33).
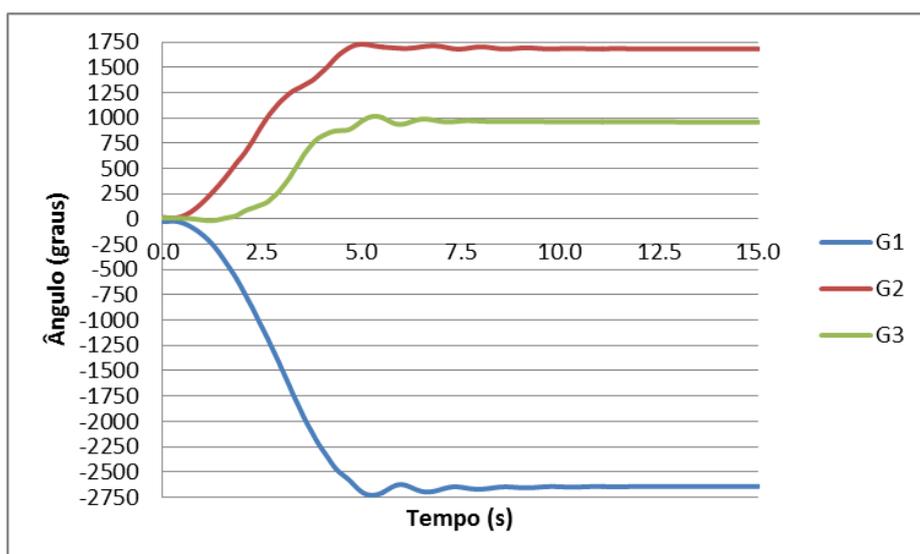
Figura 4.30 - Evolução do ângulo rotórico em função do tempo (CCT=1.79 seg, Caso 5).
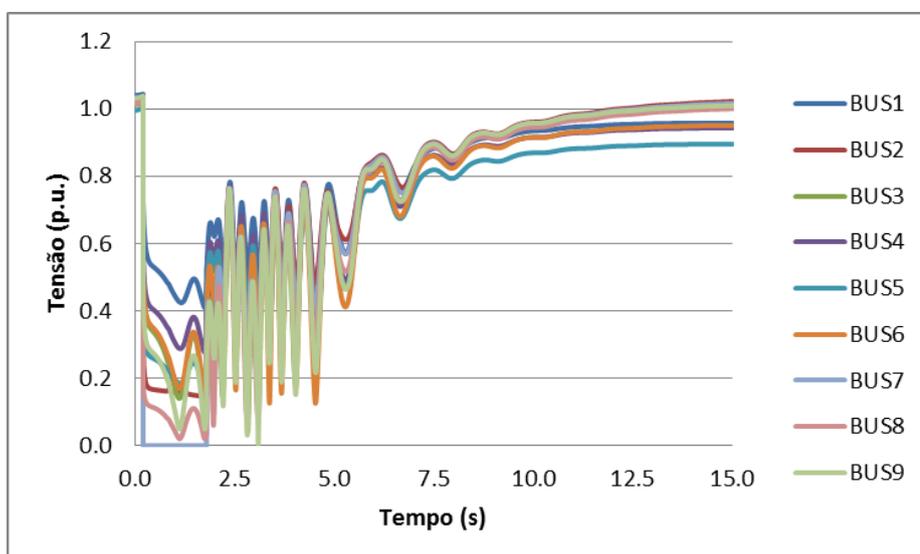
Figura 4.31 - Evolução do módulo da tensão em função do tempo (CCT=1.79 seg, Caso 5).
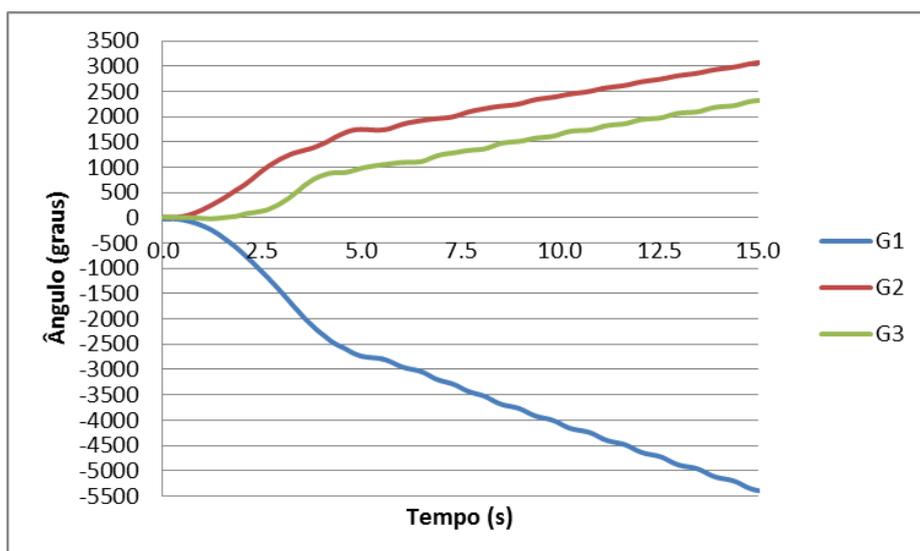
Figura 4.32 - Evolução do ângulo rotórico em função do tempo (CCT=1.80 seg, Caso 5).
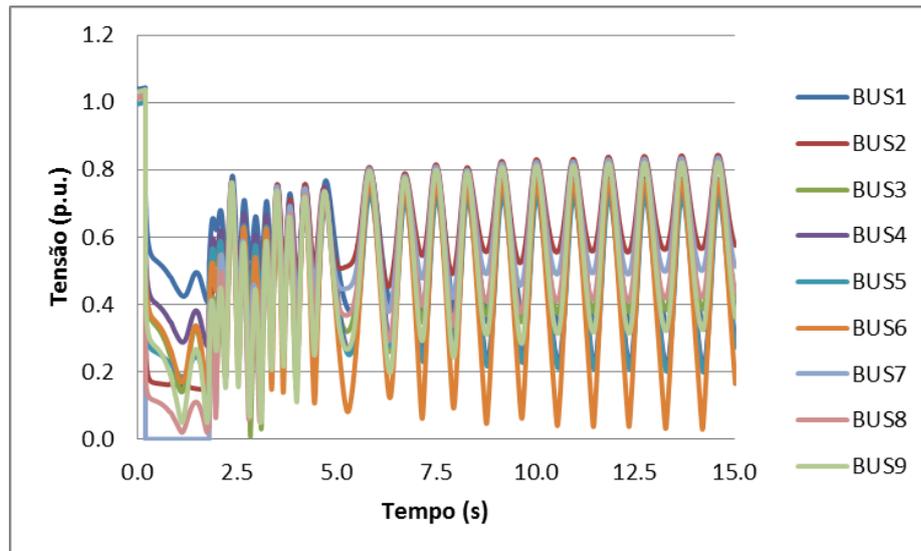
Figura 4.33 - Evolução do módulo da tensão em função do tempo (CCT=1.80 seg, Caso 5).

4.2.6 - Caso 6

Esta situação é análoga à do Caso 5, pretendeu-se porém verificar o comportamento do sistema em caso de o defeito não ser franco. Para tal, foi simulado um defeito no barramento 7, num instante t=0.2 segundos, mas com uma impedância de defeito $Z_d = 5 + j2.5\ \Omega$.

Comparando esta situação com o Caso 5, quando o sistema é estável, não se verificaram diferenças significativas, quer ao nível da evolução dos ângulos rotóricos, quer no que diz respeito ao desvio de velocidade. No entanto, o mesmo não acontece com a tensão nos barramentos (nomeadamente naquele onde ocorre o defeito), nem com a potência elétrica fornecida pelas máquinas, conforme se verifica nas Figuras 4.34 e 4.35, para um CCT de 1.4 segundos. Nas Figuras 4.34 e 4.35, optou-se por mostrar a evolução das grandezas até aos 0.5 segundos, uma vez que é nesse intervalo que se verificam as diferenças mais relevantes.
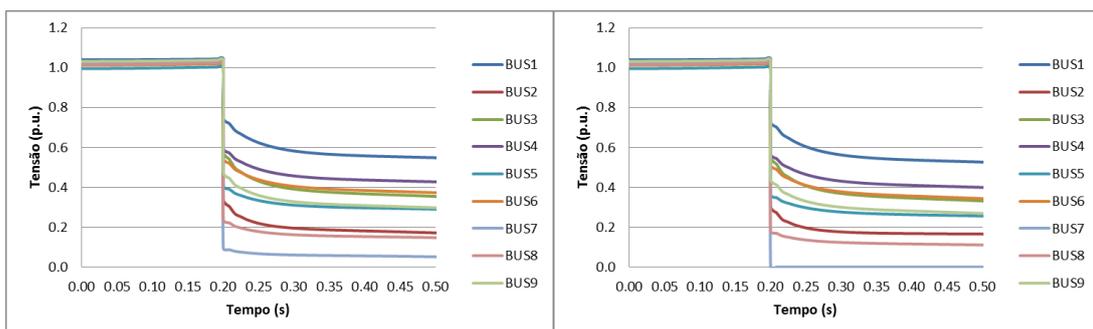
Figura 4.34 - Comparação da evolução do módulo da tensão para um defeito franco (à direita) e não franco (à esquerda).
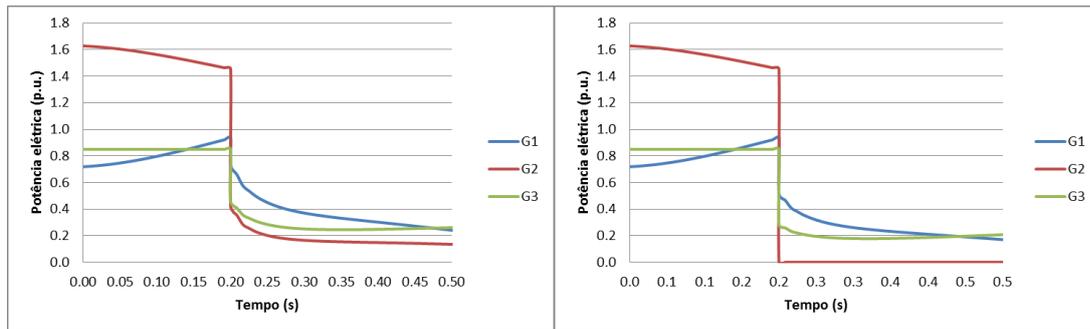
Figura 4.35 - Comparação da evolução da potência elétrica para um defeito franco (à direita) e não franco (à esquerda).

Conforme se vê na Figura 4.34, a tensão no barramento com defeito não atingiu o valor nulo, ao contrário do que aconteceu quando o defeito era franco, uma vez que a impedância de defeito não é nula. Como a tensão nos barramentos é diretamente proporcional à impedância de defeito, a tensão não se pode anular. Consequentemente, a potência elétrica fornecida pelos geradores também vai variar, já que esta também é proporcional à tensão nos seus terminais (ver equação 2.18, ponto 2.5).

No que diz respeito à estabilidade do sistema, verifica-se que, comparativamente ao Caso 5, esta é perdida mais cedo. O sistema fica criticamente estável para um CCT de 1.58 segundos (Figuras 4.36 e 4.37) e instável 0.01 segundos depois (Figuras 4.38 e 4.39).
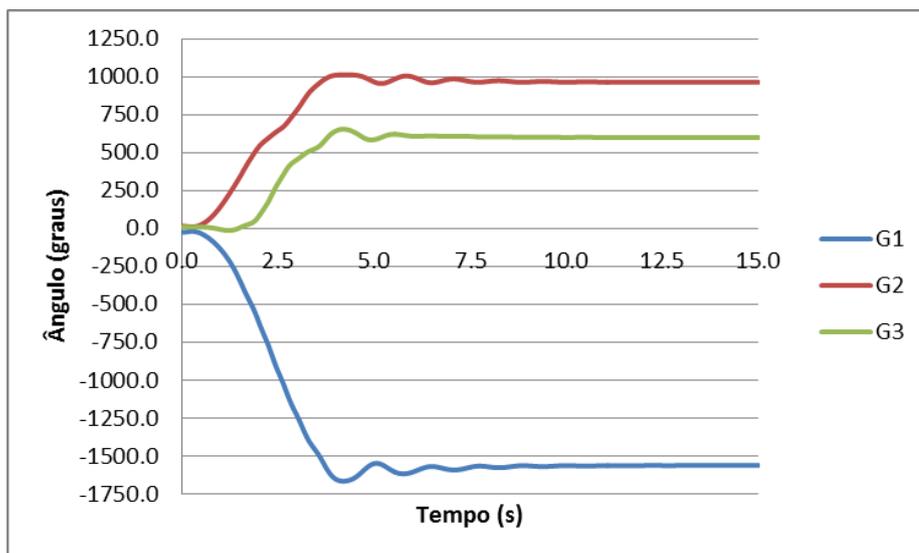
Figura 4.36 - Evolução do ângulo rotórico em função do tempo (CCT=1.58 seg, Caso 6).
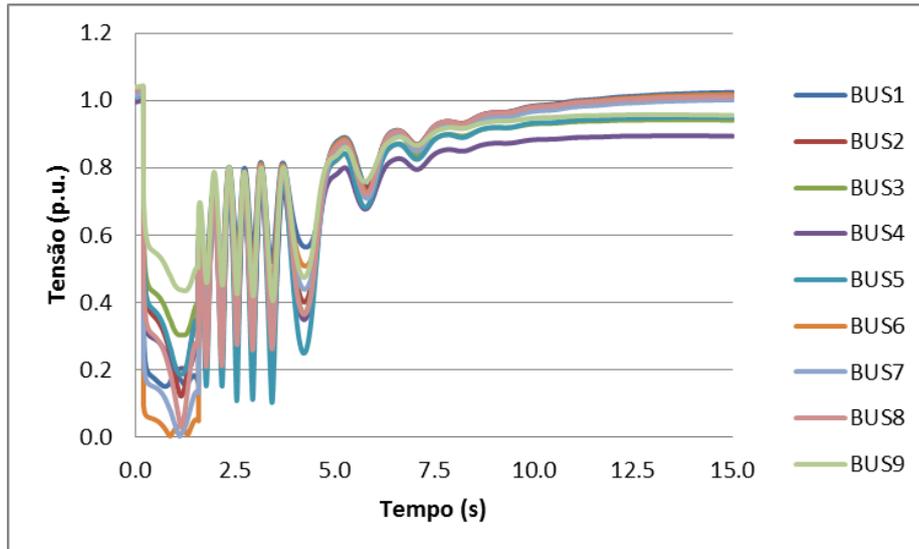
Figura 4.37 - Evolução do módulo da tensão em função do tempo (CCT=1.58 seg, Caso 6).
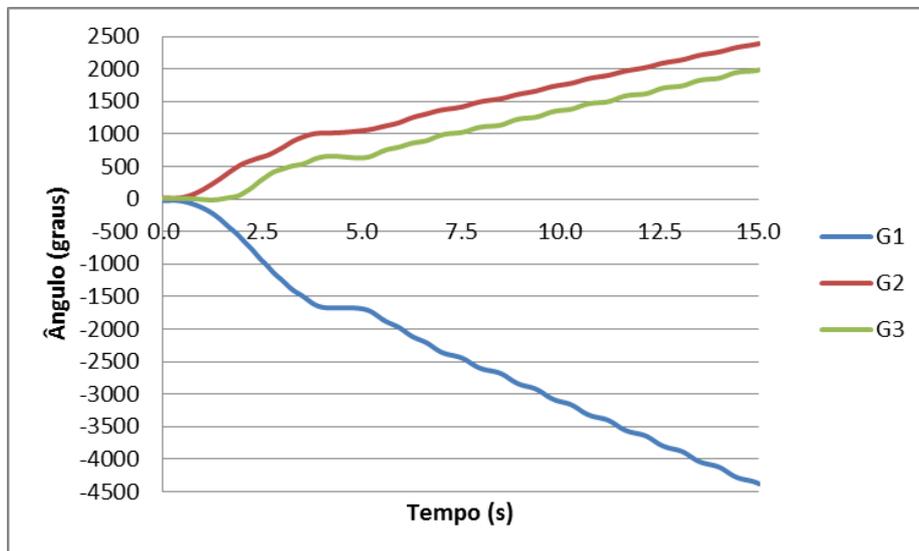
Figura 4.38 - Evolução do ângulo rotórico em função do tempo (CCT=1.59 seg, Caso 6).
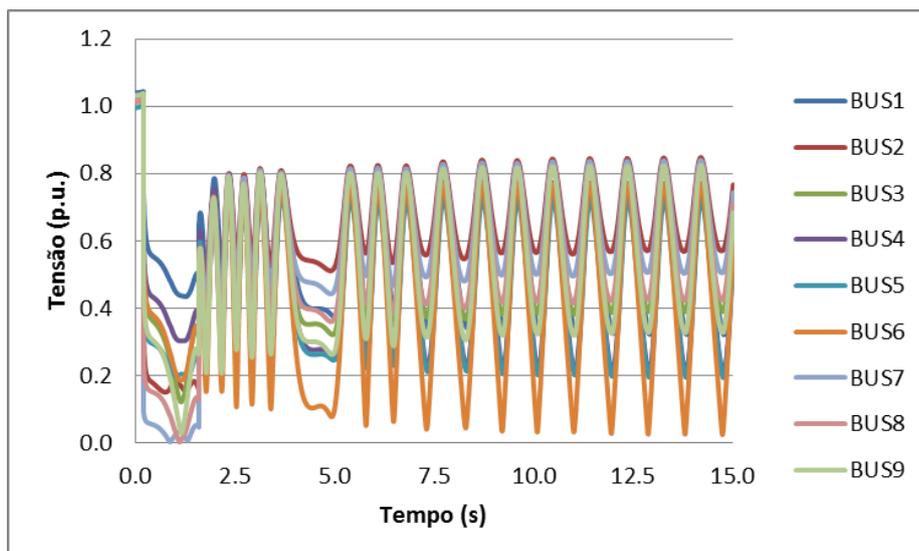
Figura 4.39 - Evolução do módulo da tensão em função do tempo (CCT=1.59 seg, Caso 6).

4.2.7 - Caso 7

À semelhança do caso anterior, esta situação é análoga à do Caso 5 previamente apresentado. No entanto, pretende-se estudar o efeito provocado pelo aumento de carga num dado barramento. Para tal, decidiu-se introduzir uma nova carga, localizada no barramento 7, de valor $S_L = 30 + j25$ MVA, acréscimo que foi naturalmente compensado por um aumento de produção do gerador localizado no barramento de compensação. Como seria de esperar, do trânsito de potências corrido resultaram novos módulos e argumentos das tensões nos barramentos.

Para comparar os Casos 5 e 7, traçaram-se algumas curvas, para um CCT de 1.4 segundos, conforme se verificará nas Figuras 4.40 e 4.41.
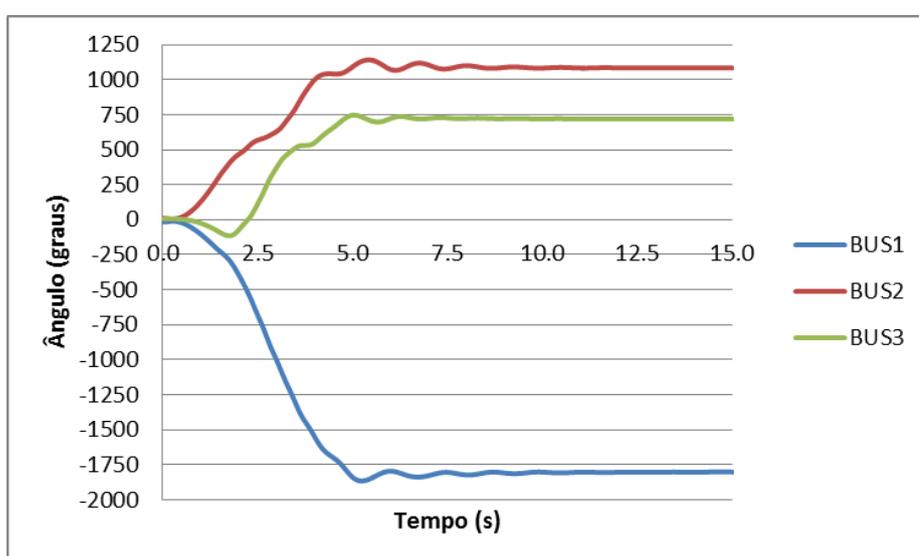
Figura 4.40 - Evolução do ângulo rotórico em função do tempo (CCT=1.40 seg, Caso 7).
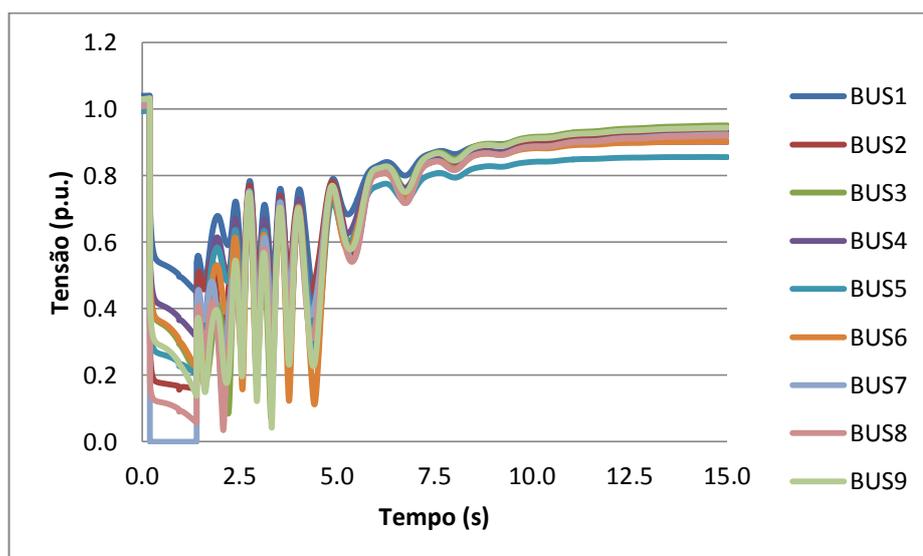
Figura 4.41 - Evolução do módulo da tensão em função do tempo (CCT=1.40 seg, Caso 7).

Simulações feitas posteriormente permitiram concluir que com o aumento de carga, o sistema perde a estabilidade para um CCT de 2.70 segundos, ou seja, mais tarde do que no Caso 5. Tal fato pode ser explicado com base num modelo mais simples, com apenas uma máquina. Quando a carga no sistema aumenta, então o gerador é forçado a produzir mais potência para compensar esse acréscimo. Desta forma, a inércia do gerador vai aumentar, o ângulo rotórico da máquina será atenuado e consequentemente a máquina perderá o sincronismo com a rede para um CCT superior.

4.2.8 - Caso 8

Neste caso, o gerador GENROE (rotor cilíndrico localizado no barramento 2) e respetivo regulador de velocidade TGOV1, foi substituído por um gerador do tipo GENSAE (pólos salientes), com um regulador de velocidade do tipo HYGOV (turbina hídrica), cujos parâmetros adotados encontram-se detalhados em Anexo A. Pretendeu-se verificar de que forma o sistema reage, a nível da estabilidade transitória. Para um CCT de 1.4 segundos, verificou-se que o sistema permanece perfeitamente estável, mas é importante analisar o gráfico da evolução da potência ativa em função do tempo de simulação (Figura 4.42).
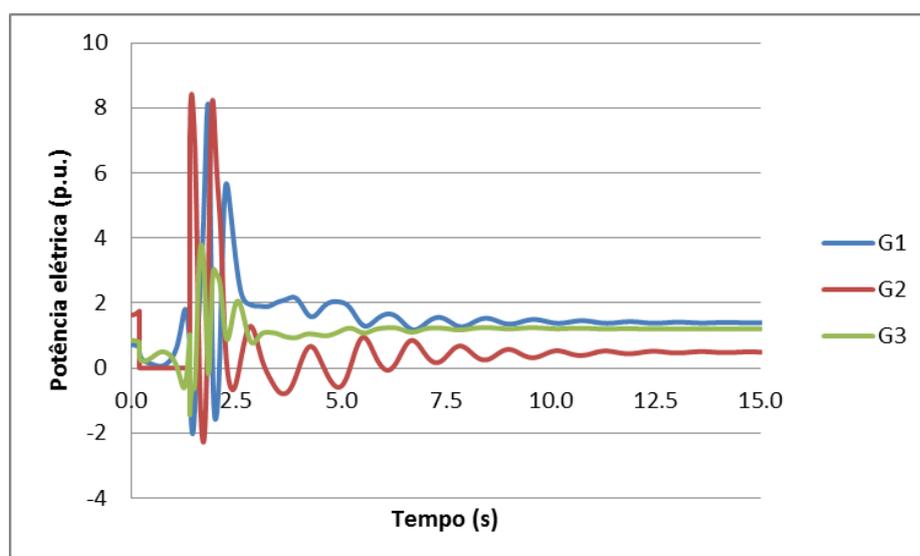
Figura 4.42 - Evolução da potência elétrica em função do tempo (CCT=1.40 seg, Caso 8).

Conforme se pode verificar na Figura 4.42, no instante em que ocorre o defeito, verifica-se um aumento muito brusco da potência elétrica gerada, sendo esse aumento particularmente visível nos geradores G1 e G2. Não é possível tirar conclusões quanto aos valores relativos das potências, uma vez que depende bastante dos parâmetros (reatâncias e constantes de tempo) das máquinas, que terão que ser estudadas para cada caso específico. Constata-se ainda que o aumento da estabilidade foi brutal, sendo que o sistema apenas perde a estabilidade para um CCT de 13.9 segundos, conforme se vê nas Figuras 4.43 e 4.44.
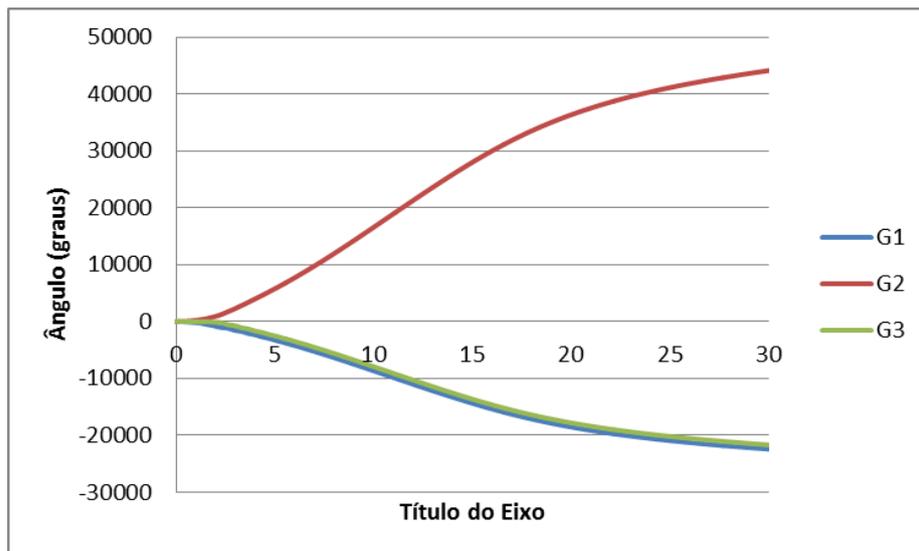
Figura 4.43 - Evolução do ângulo rotórico em função do tempo (CCT=13.90 seg, Caso 8).
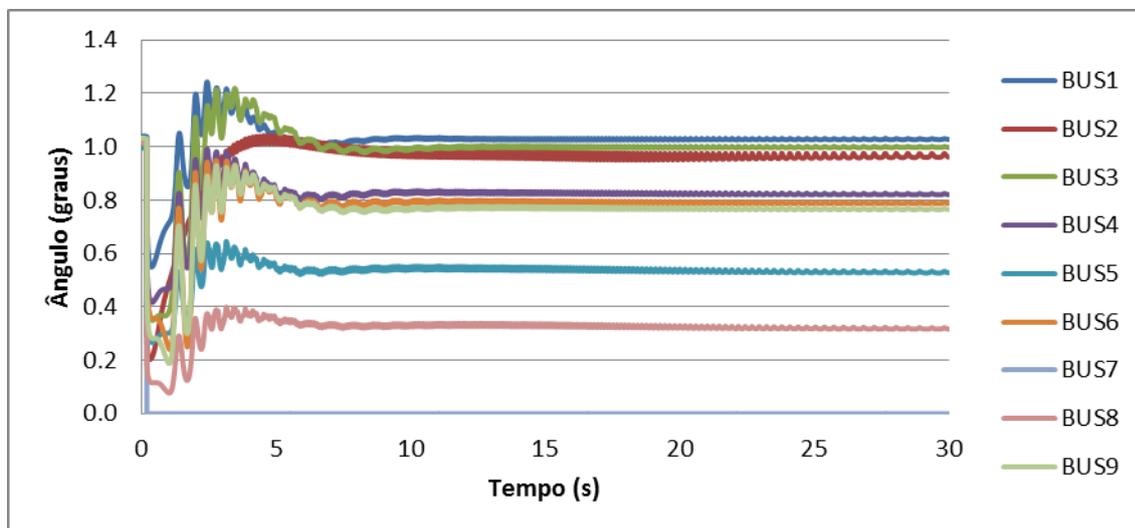
Figura 4.44 - Evolução do módulo da tensão em função do tempo (CCT=13.90 seg, Caso 8).

Importa realçar que para este caso particular, o tempo de simulação foi estendido para 30 segundos, uma vez que 15 segundos não eram suficientes para tirar as devidas conclusões. O resultado obtido é consistente, uma vez que comparando as equações (3.1) e (3.2) apresentadas nos pontos 3.2.1 e 3.2.2, verifica-se que a potência elétrica máxima num gerador de pólos salientes é superior e alcançada para um ângulo de carga inferior, em comparação com o gerador de rotor cilíndrico. A Figura 4.45 ilustra graficamente a relação entre o ângulo de carga e a potência elétrica para os dois tipos de geradores síncronos.
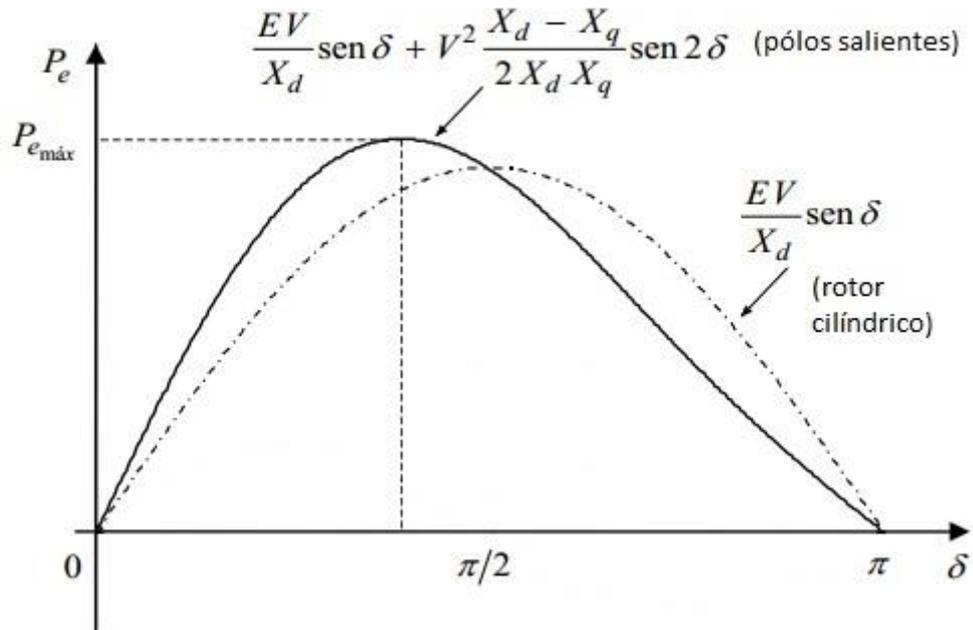
Figura 4.45 – Relação ângulo de carga – potência elétrica para os dois tipos de geradores síncronos [1].

4.3 - Conclusão

No presente capítulo apresenta-se a aplicação prática do *software* "PSS©E" a um caso de estudo particular. Foram definidas algumas situações, devidamente descritas, para estudar de que forma é que a estabilidade varia, para que valores de atuação dos sistemas de proteção o sistema deixa de ser estável e como é que algumas grandezas evoluem ao longo do tempo de simulação, especialmente com a modelização de reguladores quando os geradores são de pólos salientes.

Capítulo 5

Conclusões e possíveis trabalhos futuros

No presente capítulo, é feito um breve resumo do trabalho realizado, bem como apresentados alguns possíveis tópicos para a realização de trabalhos no futuro, tendo por base a dissertação aqui apresentada.

5.1 - Conclusões

O objetivo da presente dissertação foi analisar as grandes potencialidades do *software* de simulação "PSS©E University 33" no estudo da análise de estabilidade de uma rede de energia elétrica.

De uma forma geral, a metodologia de trabalho consiste em criar um ficheiro onde consta a informação geral acerca da rede em questão, no que diz respeito aos barramentos, linhas, transformadores, cargas e a potência produzida pelas máquinas. Com essa informação, efetua-se um trânsito de potências de modo a determinar quais as condições do sistema na situação pré-defeito. Em seguida, outro ficheiro específico terá que ser criado, constituído pelos dados dinâmicos das máquinas utilizadas, bem como a modelização do sistema de excitação e do regulador da velocidade das turbinas adotado. Estes dois ficheiros têm que ser abertos em simultâneo para que a simulação seja feita com sucesso. Por fim, deve-se aplicar a sequência de eventos pretendida, que no contexto da dissertação, consistiu num defeito localizado num dado barramento e posterior remoção através do disparo da aparelhagem de proteção de uma dada linha. Traçaram-se gráficos das grandezas mais importantes para determinar a estabilidade (ou ausência dela) do sistema. Caso o sistema seja estável, o instante de tempo em que o sistema de proteção deve atuar deve ser incrementada gradualmente, num passo constante, até que o sistema perca a estabilidade, de modo a determinar o tempo crítico de atuação da aparelhagem de proteção.

Ao longo deste trabalho, foram testadas diversas situações, que consistiram na mudança de alguns parâmetros dinâmicos das máquinas e na introdução de novas cargas na rede de

teste, para verificar de que forma a estabilidade da rede varia, bem como estudar a evolução de algumas grandezas ao longo do tempo de simulação.

5.2 - Possíveis trabalhos futuros

O trabalho que foi desenvolvido ao longo da presente dissertação pode funcionar como um ponto de partida para o desenvolvimento de novos trabalhos, com base nos conceitos e metodologias que foram abordados.

Ao longo da presente dissertação, foi possível verificar que a biblioteca de modelos (geradores, reguladores de tensão e reguladores de turbinas) é muito complexa e diversificada, pelo que seria uma boa ideia adotar alguns desses modelos e testá-los numa rede de teste.

Posteriormente, poderá ser colocada a hipótese de introduzir fontes de produção de origem renovável (geração eólica por exemplo) e verificar a sua influência na estabilidade do sistema.

Por fim, seria um bom desafio realizar um estudo semelhante ao que foi aqui realizado, mas com uma rede de tamanho real e com a ocorrência de múltiplos defeitos em simultâneo ou num curto intervalo de tempo, para analisar a sua robustez.

Referências

[1] F. M. Barbosa, "Estabilidade de Sistema Eléctricos de Energia," ed FEUP, 2013.

[2] S. K. Nallagalva, M. K. Kirar, and G. Agnihotri, "Transient Stability Analysis of the IEEE 9-Bus Electric Power System," *Internacional Journal of Scientific Engineering and Technology,* vol. No. 1, pp. 161-166, 01/06/2012 2012.

[3] J. P. S. Paiva, *Redes de energia eléctrica uma análise sistémica*. Lisboa: IST Press, 2011.

[4] M. Pavella, *Transient stability of power systems theory and practice*. Chichester [etc]: John Wiley & Sons, 1994.

[5] H. Saadat, *Power system analysis*. Boston: WCB McGraw-Hill, 2002.

[6] IEEE, "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies," ed, 2006.

[7] W. O. Osbon, "A turbine-governor performance analyzer," *Electrical Engineering,* vol. 60, pp. 963-967, 1941.

[8] M. R. Évora, "Controlo H∞ : uma aplicação a sistemas eléctricos de energia," Departamento de Matemática, Universidade de Aveiro, 2010.

[9] P. Kundur, *Power system stability and control*. New York: McGraw-Hill, 1993.

[10] Siemens. (2011, 19/02/2013). *PSS®E - Transmission System Analysis and Planning*. Available: http://www.energy.siemens.com/us/en/services/power-transmission-distribution/power-technologies-international/software-solutions/pss-e.htm

[11] Siemens, "PSS®E 32.0 - Program Operation Manual ", ed: Siemens, 2009.

[12] A. M. Mohamad, N. Hashim, N. Hamzah, N. F. N. Ismail, and M. F. A. Latip, "Transient stability analysis on Sarawak's Grid using Power System Simulator for Engineering (PSS/E)," in *Industrial Electronics and Applications (ISIEA), 2011 IEEE Symposium on*, 2011, pp. 521-526.

[13] P. R. B. M. Araújo, "Dynamic Simulations in Realistic-Size Networks," Departamento de Engenharia Eletrotécnica e Computadores, Universidade Técnica de Lisboa, Instituto Superior Técnico, 2010.

[14] Siemens, "PSS®E 32.0 - PSS®E Model Library," ed, 2009.

[15] J. Faria. (2013). *Análise da Estabilidade de uma Rede de Teste*. Available: http://fariajmv.wix.com/ee08131

[16] P. M. Anderson and A. A. Fouad, "Power System Control and Stability (Second Edition)," ed: Wiley - IEEE Press, 2002.

Anexo A

Rede de teste

A rede de teste é constituída por nove barramentos, três geradores, três transformadores de tensão, três cargas e seis linhas de transmissão, conforme se representa na Figura A.1. Todas as impedâncias apresentadas na figura encontram-se no sistema p.u., com uma potência de base de 100 MVA e frequência nominal de 60 Hz.
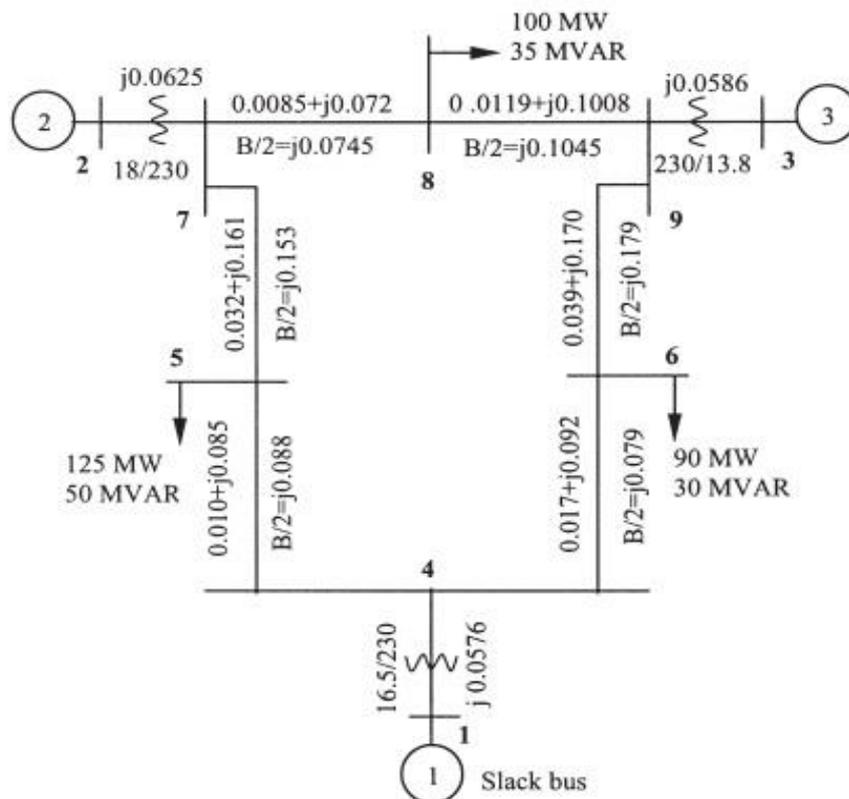
Figura A.1 – Rede de teste [16].

As características dos modelos dos geradores, sistema de excitação e regulador da turbina utilizados no estudo são apresentadas nas Tabelas A.1 a A.5. Todas as grandezas são introduzidas em p.u., na base das máquinas.

Tabela A.1 – Parâmetros do modelo GENROE [13].

Símbolo	**Valor**
T’do	6.5
T’’do	0.06
T’qo	0.2
T’’qo	0.05
H	4
D	0
Xd	1.8
Xq	1.79
X’d	0.6
X’q	0.8
X’’d = X’’q	0.3
Xl	0.15
S(1.0)	0
S(1.2)	0

Tabela A.2 - Parâmetros do modelo GENSAE [13].

Símbolo	**Valor**
T’do	5
T’’do	0.05
T’’qo	0.06
H	5.08
D	0
Xd	1.5
Xq	1.2
X’d	0.4
X’’d = X’’q	0.2
Xl	0.12
S(1.0)	0
S(1.2)	0

Tabela A.3 – Parâmetros do modelo IEEET1 [13].

Símbolo	Valor
TR	0
KA	200
TA	0.84
VRMAX	100
VRMIN	-100
KE	1
TE	0.3
KF	0.067
TF	1
Switch	0
E1	0
SE(E1)	0
E2	0
SE(E2)	0

Tabela A.4 - Parâmetros do modelo TGOV1 [13].

Símbolo	Valor
R	0.05
T1	0.5
V MAX	1
V MIN	0
T2	1
T3	1
Dt	0

Tabela A.5 - Parâmetros do modelo HYGOV [13].

Símbolo	Valor
R	0.06
r	0.4
Tr	8
Tf	0.05
Tg	0.2
VELM	0.01
GMAX	0.6
GMIN	0
TW	1.2
At	2.5
Dturb	0
qNL	0.5

Na Figura A.2 encontra-se o resultado do trânsito de potência, na situação de pré-defeito, em que os valores situados junto das setas verdes representam a potência ativa (em MW), os valores situados próximo das setas amarelas são a potência reativa (em Mvar) e junto dos barramentos encontra-se o módulo (em p.u.) e o argumento (em graus) da tensão.
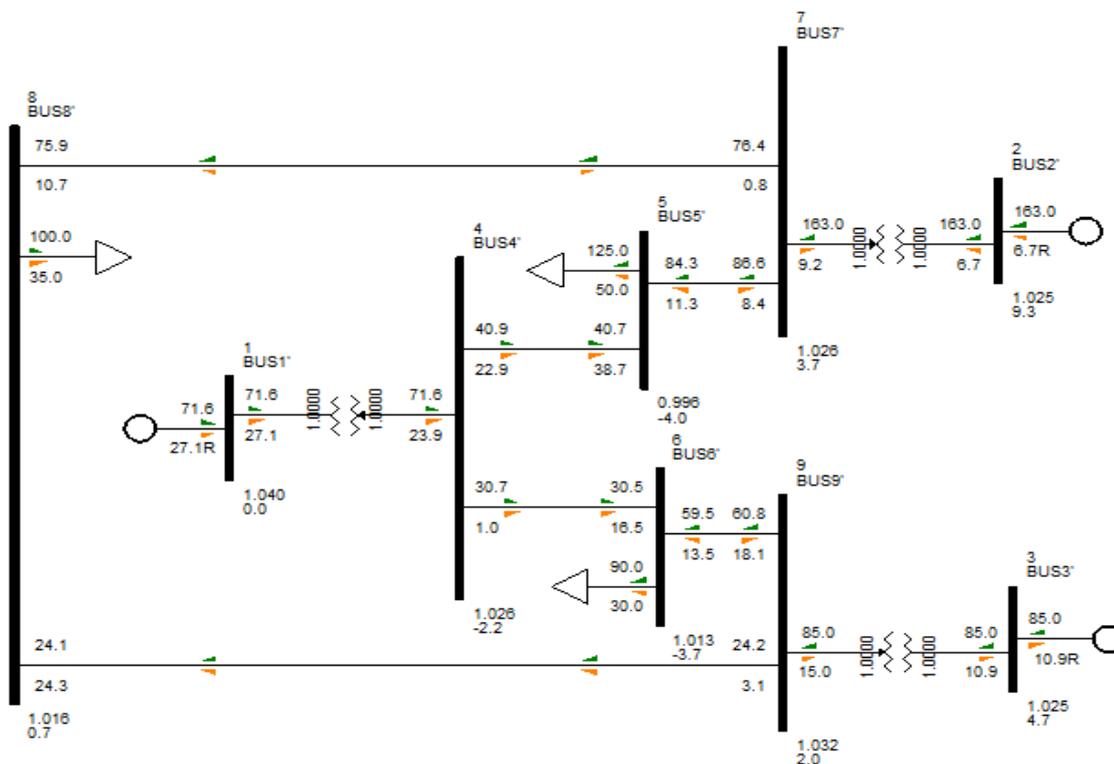
Figura A.2 - Trânsito de potências para a situação pré-defeito.

Anexo B

Manual de utilização do *software*

No presente anexo, será explicado com o máximo de detalhe possível, a metodologia de trabalho desenvolvida na presente dissertação. Conforme já foi referido anteriormente, a análise do caso de estudo é dividida em duas grandes fases: em primeiro lugar, criação do caso base e trânsito de potências para a determinação da situação pré-defeito; em seguida, escolha e parametrização dos modelos dinâmicos dos geradores, regulador de tensão e reguladores de velocidade para a simulação dinâmica.

- **Criação do caso de estudo e trânsito de potência**

Ao criar um novo caso de estudo fazendo "File→New", o *PSS©E* cria uma folha para edição dos dados, constituída por diversos separadores, correspondentes aos diversos componentes da rede. Os separadores que serão editados são "Bus", "Branch", "Load", "Machine", "Plant" e "2 Winding". Serão apresentadas algumas tabelas, com exemplos para cada tipo de componente da rede, cujas colunas correspondem aos campos a serem editados manualmente.
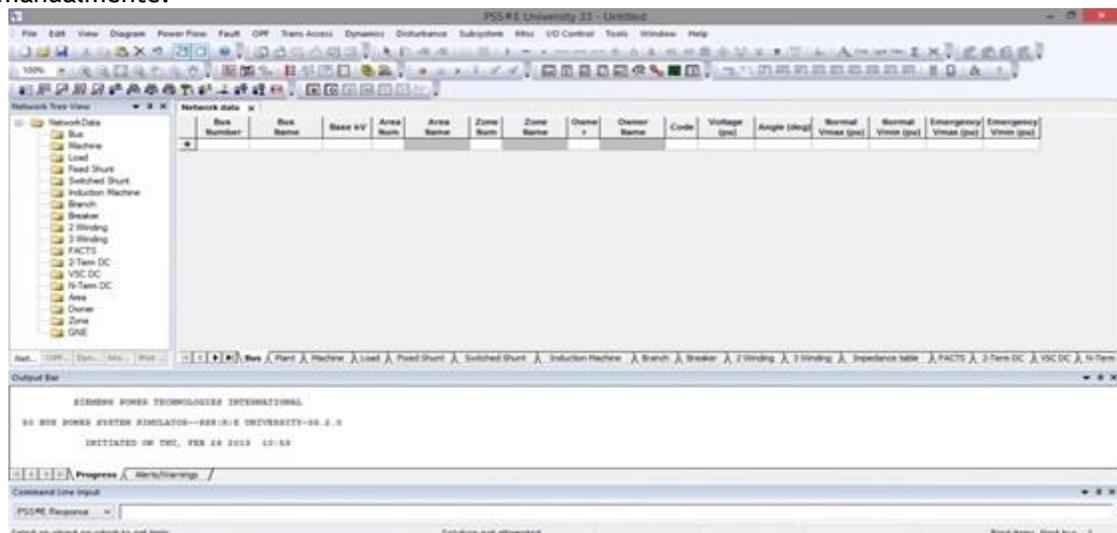
Figura B.1 – "Spreadsheet"

1. “Bus”

O separador “Bus” apresenta diversas colunas, nas quais serão introduzidos os dados correspondentes a cada barramento. Não é necessário preencher todas as colunas, apenas aquelas que são essenciais, sendo que as outras irão assumir os seus valores por defeito.

a) Cada barramento deverá ter um “Bus Number” e um “Bus Name”;

b) Na coluna “Base KV”, insere-se a tensão nesses barramentos;

c) A coluna “Area Num” pode ser utilizada em redes de grande complexidade; Caso não se justifique, todos os barramentos devem ter o mesmo valor (“1”, por exemplo);

d) A coluna “Zone Num” pode ser utilizada para diferenciar diversas zonas, por exemplo, distinguir uma zona rural e urbana (no contexto da presente dissertação, não foi considerado);

e) Pode-se introduzir um valor na coluna “Owner”, embora não seja fundamental;

f) Na coluna “Code”, coloca-se o código referente ao tipo de barramento, sabendo que “1” corresponde a um barramento PQ, “2” corresponde a um barramento PV e “3” diz respeito ao barramento de referência.

As restantes colunas tomarão os seus valores por defeito. Na Tabela B.1 apresenta-se um exemplo para um possível barramento.

Tabela B.1 - Campos a preencher no separador “Bus”

Bus Number	Bus Name	Base KV	Area Num	Zone Num	Owner	Code
1	BUS1	230	1	1	1	3

Devem-se preencher tantas linhas quanto o número de barramentos da rede.

2. “Branch”

Neste separador, serão introduzidos os dados relativos às linhas de transmissão.

a) Nas colunas “From Bus Number” e “To Bus Number”, insere-se o número dos barramentos que se encontram interligados por essa linha. As colunas “From Bus Name” e “To Bus Name” serão preenchidas automaticamente;

b) Preencher “Id” com um código. Este campo é importante no caso de existirem linhas em paralelo. Pode ser um simples número;

c) Preencher as colunas “Line R (pu)”, “Line X (pu)” e “Charging B (pu)” com a resistência, reatância e suscetância da linha, respetivamente. Todos estes dados devem estar no sistema p.u.;

d) A coluna “In Service” deve estar preenchida com um visto, indicando que a linha encontra-se em serviço.

As restantes colunas não necessitam de ser preenchidas e tomarão os seus valores por defeito.

A cada linha de transmissão deve corresponder uma linha na folha de edição de dados. Uma possível linha de transmissão encontra-se representada na Tabela B.2.

Tabela B.2 - Campos a preencher no separador "Branch"

From Bus Number	To Bus Number	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	In Service
1	2	1	0,0119	0,0674	0,03629	☑

3. "Load"

No que diz respeito às cargas, as seguintes colunas devem ser preenchidas:

a) "Bus Number", correspondendo ao barramento onde a carga se encontra instalada. As colunas "Bus Name", "Area Num", "Bus Num" e "Owner" serão preenchidas automaticamente;

b) "Id", atribuindo-se um simples código. Este campo é importante no caso de existirem diversas cargas ligadas ao mesmo barramento;

c) "In Service" deve estar preenchida com um visto, indicando que a carga se encontra em serviço;

d) "Pload (MW)" e "Qload (Mvar)", com o valor da potência ativa e reativa da carga. É possível que a informação da carga seja dada na forma de uma corrente ou admitância, no entanto, neste estudo considera-se que a carga é, por enquanto, uma potência constante.

As restantes colunas não necessitam de ser preenchidas e assumirão os seus valores por defeito. Devem-se preencher tantas linhas quanto o número de cargas. A Tabela B.3 representa um exemplo de uma carga:

Tabela B.3 - Campos a preencher no separador "Load"

Bus Number	Id	In Service	Pload (MW)	Qload (Mvar)
1	1	☑	100	50

4. "Plant"

Neste separador será feita uma listagem dos barramentos que apresentem geração. A única coluna a ser preenchida é o "Bus Number", indicando quais os barramentos com geração.

5. “Machine”

Aqui introduz-se os dados referentes às máquinas produtoras. As colunas a serem editadas são as seguintes:

a) “Bus Number”, correspondendo ao barramento onde a carga se encontra instalada. As colunas “Bus Name”, “Area Num” e “Bus Num” serão preenchidas automaticamente;

b) “Id”, atribuindo-se um simples código, à semelhança do que foi feito nas linhas e nas cargas;

c) “In Service” deve estar preenchida com um visto, indicando que o gerador se encontra em serviço;

d) “Pmax (MW)”, “Pmin (MW)”, “Qmax (Mvar)” e Qmin (Mvar), com as potências ativas máximas e mínimas que a máquina é capaz de gerar, bem como as potências reativas máximas e mínimas.

As restantes colunas não necessitam de ser preenchidas e assumirão os seus valores por defeito. Devem-se preencher tantas linhas quanto o número de geradores. A tabela seguinte representa um exemplo para um gerador:

Tabela B.4 - Campos a preencher no separador “Machine”

Bus Number	Id	In Service	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qmax (Mvar)	Qmin (Mvar)
1	1	☑	300	50	150	30

6. “2 Winding”

Neste separador introduz-se a informação dos transformadores de tensão. Os dados relevantes a introduzir são os seguintes:

a) Nas colunas “From Bus Number” e “To Bus Number”, insere-se o número dos barramentos que se encontram interligados pelo transformador. As colunas “From Bus Name” e “To Bus Name” serão preenchidas automaticamente;

b) Preencher “Id” com um código;

c) Certificar que a coluna “In Service” tem um visto colocado, indicando que o transformador se encontra em serviço;

d) Atribuir um nome ao transformador, em “Name”;

e) Nas colunas “Impedance I/O code” e “Admittance I/O code”, certificar que as opções “Zpu (system base) ” e “Y pu (system base) ” encontram-se inseridas, respetivamente;

f) Inserir a reatância de fugas do transformador na coluna “Specified X (pu)”.

As restantes colunas não necessitam de ser preenchidas e assumirão os seus valores por defeito. Devem-se preencher tantas linhas quanto o número de transformadores. A Tabela B.4 representa um exemplo de um transformador:

Tabela B.5 - Campos a preencher no separador “2 Winding”

From Bus Number	To Bus Number	Id	Name	In Service	Impedance I/O code	Admittance I/O code	Specified X (pu)
1	2	1	TRANS1	☑	Zpu (system base)	Y pu (system base)	0,04

Após a edição de todos estes campos, pode-se gravar o caso de estudo, fazendo File→Save e no separador “Case Data” atribui-se um nome ao ficheiro de extensão .sav.

O trânsito de potências poderá ser executado de uma forma muito simples, fazendo “Power Flow→Solution→Solve (NSOL/…)” e escolhendo-se o método para obter a solução (por hipótese o método iterativo “Newton-Raphson” completo).

O trânsito de potências permite conhecer as condições da rede no período pré-defeito. No entanto para realizar uma simulação dinâmica, os geradores e as cargas terão que ser convertidos, com especial ênfase para as cargas, já que estas não devem ser consideradas potências constantes, conforme referido no ponto 3.2.8. Para efetuar essa conversão, utiliza-se a opção “Power Flow→Convert Loads and Generators…”, onde aparecerá uma janela representada na Figura B.2. A carga será analisada como uma admitância constante.
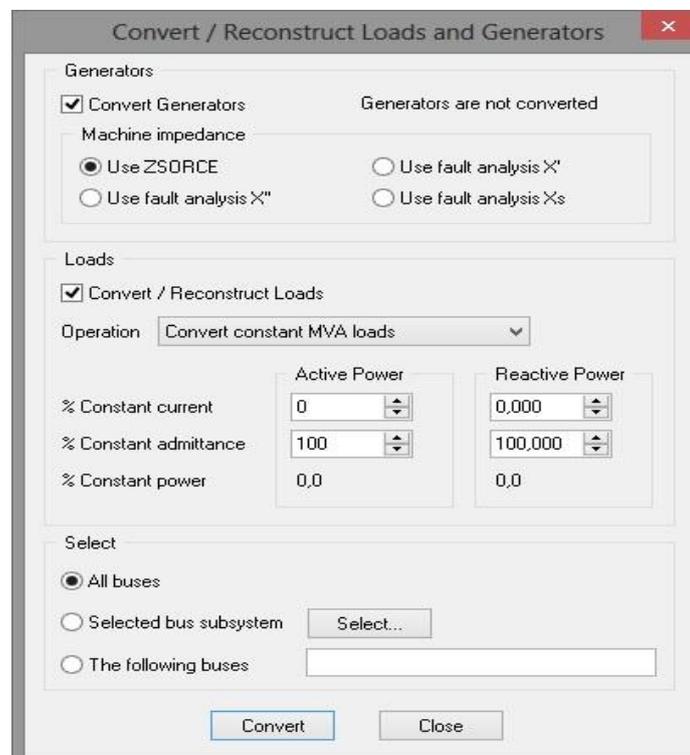
Figura B.2 - Janela do *PSS©E:* “Convert/Reconstruct Loads and Generators”.

Para além da conversão das cargas e dos geradores, é necessário ainda realizar mais duas operações: reordenar os barramentos por causa da esparsidade (necessário, porque o barramento de referência e de compensação foi convertido para um barramento do tipo PV), e fatorizar a matriz das admitâncias. Essas operações são feitas utilizando as opções "Power Flow→ Solution→Order network for matrix operations (ORDR)…" e "Power Flow→Solution→Factorize admittance matrix (FACT)", respetivamente.

- **Simulação dinâmica**

Para a realização de uma simulação dinâmica, é necessário efetuar uma preparação prévia. Em primeiro lugar, devem-se inserir as informações específicas acerca do tipo de gerador, que sistema de excitação é que utiliza, bem como o regulador da turbina da máquina primária.

A preparação do ficheiro .dyr consiste no preenchimento de um ficheiro Excel legendado conforme as instruções que podem ser encontradas em [11] e no Capítulo 3. Na presente dissertação, foram utilizados os modelos GENROE e GENSAE para os geradores, IEEET1 para o sistema de excitação e TGOV1 e HYGOV para o regulador da turbina. No *website* da dissertação [15] encontra-se um ficheiro Excel denominado "construcao_dyr.xlsx" com a inserção dos dados dos modelos utilizados no estudo.

Regressando ao *software*, os ficheiros .raw e .dyr são abertos, para dar seguimento à simulação.

Em seguida, escolhem-se as grandezas e os barramentos para os quais é pretendido traçar gráficos. Fazendo "Dynamics→Define simulation output by subsystem (SHSB)", aparece uma janela onde é possível escolher facilmente a informação pretendida (Figura B.3).

Posteriormente, fazendo "Dynamics→Simulation Options…", deve-se assegurar que a rede em estudo depende da frequência e que a referência dos ângulos das máquinas é relativa ao ângulo médio do sistema, conforme se verifica na Figura B.4.

Assim, é possível dar início à simulação das contingências. Para tal, deve-se selecionar "Dynamics→Simulation→Perform simulation (STRT/RUN)…", criar um ficheiro em formato .out (indispensável para o traçado das curvas) e selecionar a opção "Inicialize". Tomando como exemplo a sequência de eventos utilizada na presente dissertação, o defeito no barramento foi simulado para um instante de tempo inicial, por hipótese 0.2 segundos, pelo que o sistema encontra-se numa situação pré-defeito até esse instante. Portanto a simulação terá que ser realizada num período inicial de 0.2 segundos, conforme ilustra a Figura B.5.
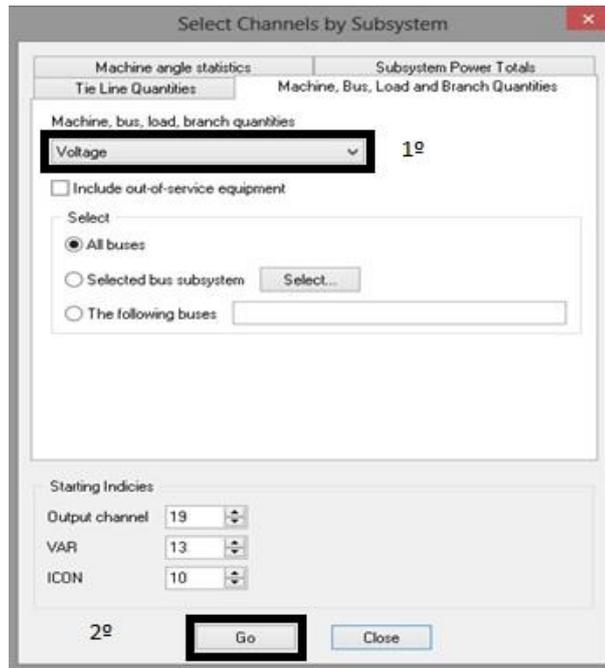
Figura B.3 - Janela do *PSS©E*: "Select Channels by Subsystem".

Figura B.4 - Janela do *PSS©E*: "Dynamic Simulation Options".
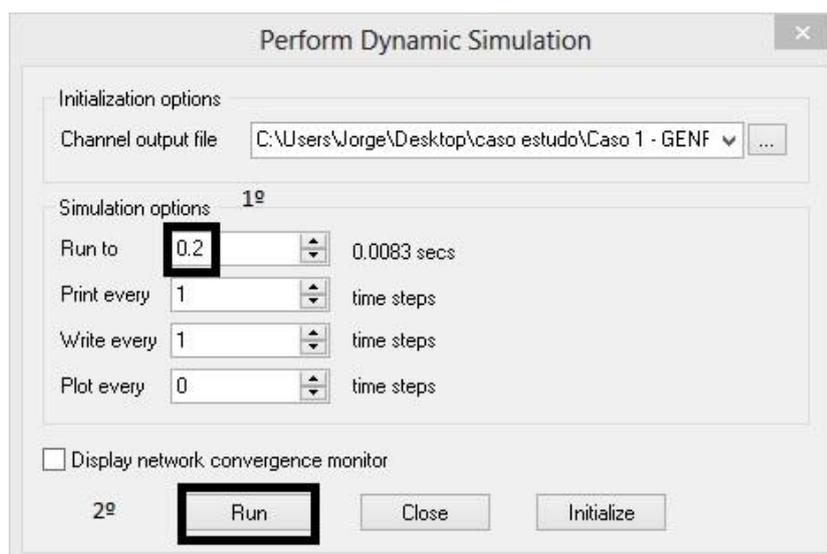
Figura B.5 - Janela do *PSS©E:* "Perform Dynamic Simulation".

Em seguida, aplica-se o defeito pretendido (por hipótese, um defeito franco no barramento 7). Para tal, seleciona-se "Disturbance → Bus Fault…", aparecendo uma janela idêntica à da Figura B.6.
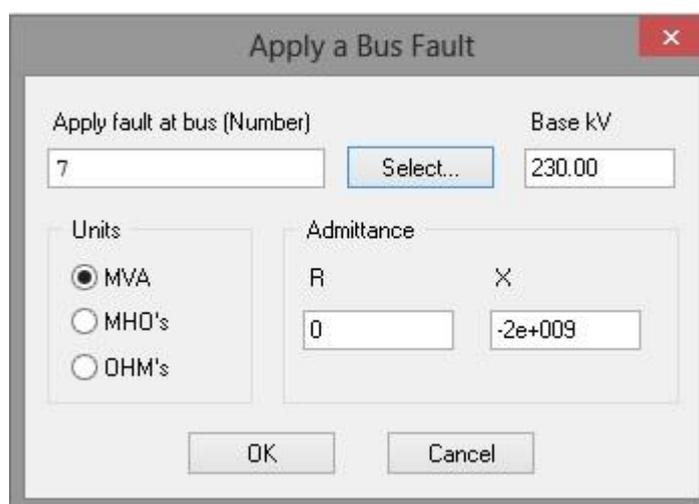
Figura B.6 - Janela do *PSS©E:* "Apply a Bus Fault".

Se o defeito em causa não for franco, deve-se selecionar a opção "OHM's" e escrever o valor da impedância de defeito em causa.

Após o defeito ter sido aplicado, volta-se a selecionar "Dynamics→Simulation→Perform simulation (STRT/RUN)…", conforme ilustrado na Figura B.5, introduzindo o valor pretendido para o CCT, no campo "Run to".

Para remover o defeito e disparar a aparelhagem de proteção da linha, deve-se selecionar "Disturbance → Clear Fault… e Disturbance → Trip Line…", respetivamente. As Figuras B.7 e B.8 representam as janelas que deverão aparecer após selecionadas as opções acima mencionadas.

Figura B.7 - Janela do *PSS©E:* “Clear Fault”.
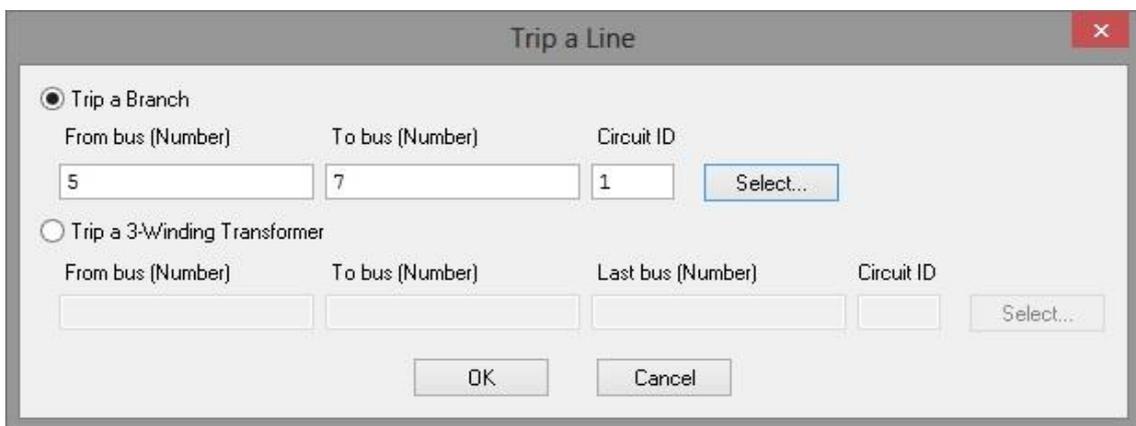
Figura B.8 - Janela do *PSS©E:* “Trip a Line”.

Volta-se uma vez mais a escolher “Dynamics→Simulation→Perform simulation (STRT/RUN)…”, introduzindo o valor pretendido para o término da simulação (que vai variar de acordo com a utilização ou não de reguladores), no campo “Run to” (Figura B.5).

Estando a simulação concluída, cria-se um novo ficheiro (“Plot Book”), fazendo “File→New”, onde se obtêm os gráficos pretendidos, de acordo com o que foi selecionado na janela “Select Channels by Subsystem”.

A janela “Plot Tree View” deve ser selecionada (ver o quadrado preto assinalado na Figura B.9), e clicando com o botão direito do rato em “Channel Files”, deve-se selecionar o ficheiro .out criado para gravar as diversas grandezas, aparecendo uma listagem com todas as curvas pretendidas. Para terminar, é possível arrastar as curvas para o “Plot Book”, conforme ilustrado na Figura B.9.

Figura B.9 – “Plot Tree View”.